

**JULIANO RICARDO DA SILVA**

**MODELAGEM PARA MONITORAMENTO TÉRMICO  
DE TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO E  
AVALIAÇÃO DO ENVELHECIMENTO EM FUNÇÃO  
DO PERFIL DE CARREGAMENTO**

**FLORIANÓPOLIS**

**2005**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA**

**MODELAGEM PARA MONITORAMENTO TÉRMICO  
DE TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO E  
AVALIAÇÃO DO ENVELHECIMENTO EM FUNÇÃO  
DO PERFIL DE CARREGAMENTO**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa Catarina  
como parte dos requisitos para a  
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**JULIANO RICARDO DA SILVA**

Florianópolis, Março de 2005.

# **MODELAGEM PARA MONITORAMENTO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO E AVALIAÇÃO DO ENVELHECIMENTO EM FUNÇÃO DO PERFIL DE CARREGAMENTO**

Juliano Ricardo da Silva

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

---

Prof<sup>a</sup>. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr.Eng.  
Orientadora

---

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

Prof<sup>a</sup>. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr.Eng.  
Presidente

---

Carlos Julio Dupont, D.Sc.

---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

---

Prof. Nelson Jhoe Batistela, Dr.Eng.

À minha noiva, o grande amor da  
minha vida e aos frutos que ainda estão  
por vir.

“A Sabedoria consiste em saber que o  
tempo dedicado ao trabalho nunca é perdido”

*Ralph Emerson*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu pai, minha mãe e meus irmãos, pelo carinho e apoio dados na vida e pela esperança fornecida nos momentos incertos.

À minha noiva Karine, pelo espera e pelo carinho a mim fornecido, neste tempo de ausência devido à distância e que muitas vezes me deu força para continuar buscando nossos objetivos.

À minha orientadora Jacqueline Gisèle Rolim, pelo tempo dedicado em seus momentos de descanso e trabalho e pela amizade adquirida no convívio quase que diário.

Aos amigos adquiridos nesta etapa da vida, em especial ao Diego Roberto Moraes e ao Armando Luis Ortiz Torres, que muitas vezes me incentivaram ao cumprimento deste trabalho, ajudando nas correções e nas inúmeras discussões sobre o assunto.

A todos os integrantes do LABSPOT – Laboratório de Sistemas de Potência, que forneceram inúmeras contribuições para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos não citados aqui, que são muitos, e que certamente estarão presentes em minha vida por muito tempo, compartilhando as experiências boas e ruins, pois delas é que se constrói a essência do ser humano.

Ao Sydney Silva, pelo companheirismo nos momentos de necessidade.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade concedida.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPQ, pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

# **Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Perfil de Carregamento**

**Juliano Ricardo da Silva**

Fevereiro de 2004

Orientadora: Jacqueline Gisèle Rolim

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-Chave: Transformador de Força, Monitoramento, Modelagem Térmica.

**RESUMO:** As perdas no núcleo e enrolamentos de transformadores levam a um aumento nas temperaturas internas destes equipamentos. Este aquecimento deve ser monitorado, a fim de evitar envelhecimento precoce no isolamento de papel impregnado e, conseqüentemente, perda de vida útil do transformador. O presente trabalho de dissertação aborda o desenvolvimento e implementação de um modelo térmico para análise das temperaturas internas em transformadores de potência, considerando a dificuldade da obtenção destas temperaturas diretamente. A estimativa das temperaturas no óleo e enrolamento em diversos pontos do transformador é realizada considerando características térmicas dos materiais envolvidos, aspectos construtivos do transformador, seu carregamento e a temperatura ambiente. Para a validação do modelo proposto são realizadas simulações com dados de um transformador real para cálculo das temperaturas internas com a utilização do programa MATLAB<sup>®</sup>, sendo os resultados comparados com os valores de temperaturas obtidos para os mesmos pontos com a utilização da recomendação técnica IEEE C57.91 (1995). Por fim, as temperaturas estimadas com o método proposto são utilizadas como entrada para o cálculo da vida útil remanescente do isolamento sólido do transformador, possibilitando assim um acompanhamento de quão envelhecido e sob quais condições de operação se encontra o equipamento.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial Fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

# **Models for Thermal Monitoring of Operating Transformers and Evaluation of Ageing in Function of Loading Profile**

**Juliano Ricardo da Silva**

Fevereiro de 2004

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim

Area of Concentration: Electrical Energy Systems

Keywords: Power Transformers, Monitoring, Thermal Modeling

**ABSTRACT:** The losses in the core and windings of transformers, lead to an increase of the internal temperatures in this equipment. This heating should be monitored, in order to avoid early ageing of the insulation of impregnated paper and, consequently, the transformer's loss of life. The present master's research work describes the development and implementation of a thermal model aiming to calculate the internal temperatures in power transformers, considering the difficulties in obtaining these temperatures by direct measurement. The approach uses parameters such as the thermal characteristics of the materials involved, the transformer constructive aspects, its loading, and the environment temperature, to estimate the oil and windings temperatures in several points in the transformer. In order to validate the proposed model, simulations with data of a real transformer are performed to calculate its internal temperatures, using MATLAB<sup>®</sup> facilities. The supplied results are compared with the values provided by the application of the IEEE transformer loading guide C57.91 (1995). Finally, the temperatures estimated by the proposed method are used as inputs to calculate the transformer loss of life. The main purpose is to follow the transformer operating characteristics, its loading profile and to accompany the ageing process.



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO AO PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DAS TEMPERATURAS INTERNAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA</b>	<b>1</b>
1.1	Introdução	1
1.2	Apresentação do Problema de Estimação da Elevação de Temperatura	3
1.3	Apresentação do problema de envelhecimento do papel isolante	7
1.4	Conclusões	9
<b>2</b>	<b>TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – ASPECTOS CONSTRUTIVOS</b>	<b>11</b>
2.1	Introdução	11
2.2	Matérias primas	12
2.3	Aspectos construtivos	13
2.3.1	Núcleo do transformador:	14
2.3.2	Enrolamentos de alta e baixa tensão:	16
2.3.3	Buchas de Alta e Baixa tensão:	19
2.3.4	Comutador de tensão sob carga (OLTC)	22
2.3.5	Tanque do transformador:	25
2.3.6	Tanque de expansão	27
2.3.7	Refrigeração	27
2.3.8	Acessórios e outros Dispositivos Utilizados em Transformadores	30
2.3.9	Transporte	31
2.4	Conclusões	32
<b>3</b>	<b>MODELAGEM TÉRMICA DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA</b>	<b>33</b>
3.1	Introdução	33
3.2	Processos para a obtenção das temperaturas internas do transformador	34
3.2.1	Processo utilizado para obtenção de temperatura por Imagem Térmica:	34
3.2.2	Processo utilizado para a obtenção da temperatura interna por meio de fibra ótica	37

<b>3.3</b>	<b>Recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995 (Rev. 1-2002) - Recomendações gerais para o carregamento de transformadores de distribuição e de potência da classe de 65°C imersos em óleo mineral.</b>	<b>38</b>
3.3.1	Introdução	38
3.3.2	Cálculo da temperatura do ponto mais quente de acordo com a IEEE C57.91 de 1995	39
3.3.3	Cálculo da temperatura média do enrolamento	40
3.3.4	Aumento da temperatura do óleo no duto do enrolamento em relação a temperatura de fundo do óleo	42
3.3.5	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento:	43
3.3.6	Temperatura média do óleo	44
3.3.7	Temperaturas do óleo no topo e no fundo do tanque	45
3.3.8	Requisitos de estabilidade	46
<b>3.4</b>	<b>Considerações sobre o método proposto pela IEEE C57.91 de 1995</b>	<b>46</b>
<b>3.5</b>	<b>Modelo matemático melhorado para a obtenção das grandezas de temperatura internas ao transformador</b>	<b>47</b>
3.5.1	Modelo térmico do transformador de potência	47
3.5.2	Metodologia proposta para o cálculo do aquecimento do óleo do transformador	53
<b>3.6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>57</b>
<b>4</b>	<b>CONDIÇÕES DE ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE</b>	<b>59</b>
4.1	Introdução	59
4.2	Tipos de papel utilizados para a isolação das partes ativas do transformador	60
4.3	Problema de estimação de vida útil do isolamento de transformadores de potência	62
4.4	Princípios da degradação do papel	62
4.5	Apresentação da análise do envelhecimento de acordo com a IEEE C57.91 (1995)	67
4.6	Metodologia para o cálculo do envelhecimento do isolamento	69
4.7	Conclusões	71
<b>5</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO DA FERRAMENTA PARA A ESTIMAÇÃO DE TEMPERATURAS E CÁLCULO DO ENVELHECIMENTO</b>	<b>72</b>

<b>5.1</b>	<b>Introdução</b>	<b>72</b>
<b>5.2</b>	<b>Resultados obtidos para estimação das temperaturas internas com a utilização do modelo proposto</b>	<b>73</b>
5.2.1	Elevação de temperatura de topo do óleo	73
5.2.2	Elevação de temperatura do óleo nos dutos de refrigeração	75
5.2.3	Elevação de temperatura do enrolamento do transformador	77
5.2.4	Temperatura do ponto mais quente para as regiões definidas	79
<b>5.3</b>	<b>Resultados obtidos com a utilização da recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995 e sua correção de 2002</b>	<b>81</b>
<b>5.4</b>	<b>Discussão entre os resultados obtidos para a modelagem proposta e a recomendação técnica IEEE C57.91.</b>	<b>82</b>
5.4.1	Valores de temperatura de topo de óleo	82
5.4.2	Valores da temperatura do óleo nos dutos	82
5.4.3	Valores da temperatura do enrolamento	83
<b>5.5</b>	<b>Conclusões gerais sobre o desempenho do método proposto para a estimação de temperaturas</b>	<b>83</b>
<b>5.6</b>	<b>Aplicação na estimação de vida útil do isolamento</b>	<b>84</b>
5.6.1	Estimativa de cálculo de vida útil remanescente	84
<b>5.7</b>	<b>Conclusões</b>	<b>89</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHO FUTUROS</b>	<b>91</b>
<b>6.1</b>	<b>Conclusões</b>	<b>91</b>
<b>6.2</b>	<b>Sugestões para trabalhos Futuros</b>	<b>92</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>94</b>
<b>ANEXO A</b>		<b>101</b>
<b>ANEXO B</b>		<b>105</b>

# **1 INTRODUÇÃO AO PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DAS TEMPERATURAS INTERNAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

## **1.1 Introdução**

Com a reestruturação e modificação do mercado de energia mundial houve uma grande mudança nas políticas adotadas pelas empresas fornecedoras de serviços relacionados à energia, desde as produtoras até as distribuidoras. Estas empresas vêm buscando novas formas de operar o sistema com a diminuição de custos, de maneira que se obtenha uma maior produtividade e uma menor indisponibilidade de equipamentos essenciais.

Assim, objetiva-se encontrar uma relação custo-benefício satisfatória, mantendo o fornecimento de energia com a confiabilidade exigida pelos órgãos fiscalizadores.

Partindo deste raciocínio, deve-se lembrar que os sistemas são compostos por diversos equipamentos e dentre eles destacam-se os equipamentos de transformação que têm uma vital importância no provimento de energia elétrica aos consumidores, desde a geração até a sua distribuição.

Assim, a consideração destes aspectos nos leva a buscar, cada vez mais, o estudo do comportamento destes equipamentos quanto ao seu envelhecimento natural e também obter maneiras de monitorar seu desempenho mediante o sistema como um todo. Isto faz com que se possa evitar falhas simples ou até mesmo catastróficas que deixem o sistema inoperante por um longo período de tempo, despendendo custos desnecessários na forma de multas ou até pela falta de faturamento. Outro aspecto está relacionado ao custo do não-fornecimento de energia aos consumidores, podendo causar problemas que vão desde o desligamento de consumidores residenciais até o desligamento de hospitais e indústrias, gerando uma série de prejuízos para este setor.

Vários trabalhos já foram realizados buscando-se criar métodos para a análise de falhas em transformadores. Apesar de muitos destes serem utilizados

atualmente pelas empresas do setor elétrico, nenhum consegue identificar com precisão a condição na qual o transformador está operando, sempre existindo muitas incertezas nos resultados obtidos para os mesmos.

Neste trabalho busca-se a efetivação do acompanhamento de transformadores em serviço, de maneira que se obtenha um retrato atual das condições operativas dos mesmos, utilizando para este fim a modelagem das condições de elevação de sua temperatura, a fim de realizar um acompanhamento em tempo real que forneça dados suficientemente confiáveis para a estimação do seu envelhecimento e da sua vida útil remanescente, ou que ao menos torne possível saber sob quais limites operativos o equipamento está submetido.

Com a realização deste acompanhamento pode-se reduzir os efeitos causados pelo sobreaquecimento, sendo eles os seguintes (IEEE C57.91 ;1995):

- Evolução dos gases liberados pela isolação dos enrolamentos e dos condutores quando aquecidos em função da carga e das correntes parasitas;
- Evolução dos gases liberados das isolações adjacentes à estrutura metálica;
- A operação a altas temperaturas pode causar a diminuição da resistência mecânica dos condutores e isolação estrutural;
- Expansão térmica dos condutores, materiais isolantes ou partes estruturais a altas temperaturas pode causar deformações permanentes que podem contribuir para falhas mecânicas ou elétricas;
- Quando a temperatura de topo do óleo ultrapassa 105 °C é possível que a pressão interna do tanque seja perigosa a ponto de o dispositivo de alívio de pressão atuar;
- Diminuição da vida útil do isolamento sólido devido ao aumento da temperatura do papel em contato com o óleo e o enrolamento.

Assim, considerando a minimização dos problemas citados e tentando atingir os objetivos descritos até aqui, deve-se ater inicialmente à modelagem do processo de elevação de temperatura do transformador, necessária para a obtenção da estimativa de envelhecimento. Alguns destes processos serão

brevemente citados a seguir, juntamente com os esforços provenientes dos diversos autores que realizam estudos para este fim.

## ***1.2 Apresentação do Problema de Estimação da Elevação de Temperatura***

A necessidade de se obter os valores de temperatura no interior do transformador de potência é um problema muito abordado pelos especialistas nestes equipamentos. Dentre as dificuldades para obtenção das medidas diretamente podemos citar as seguintes:

- A necessidade de alta isolamento do cabeamento para a retirada do sinal de medição da temperatura, já que estes podem diminuir a isolamento entre os enrolamentos e o tanque;
- Necessidade da modificação do projeto de transformadores que já estejam em operação;
- Dificuldade da troca dos sensores quando do defeito dos mesmos, pois a abertura do transformador pode comprometer seu funcionamento;

Devido a estas dificuldades dentre outras, diversos autores e especialistas desenvolvem métodos que visam a obtenção das medidas internas ao transformador através de estimações com medidas indiretas, caracterizando outro problema, descrito a seguir.

O problema consiste na necessidade de efetuar a estimativa das temperaturas de trabalho no interior do transformador de potência, mediante a modelagem matemática dos fluxos de calor, existentes entre os diversos materiais que compõem o equipamento. Estes fluxos podem ser alterados de acordo com o projeto do transformador e a sua condição de funcionamento, o que demonstra o quão complexa pode ser esta modelagem pois deve-se levar em consideração as peculiaridades de cada projeto para que tenhamos melhores estimativas dos valores de temperatura.

Considerando as dificuldades citadas, torna-se inviável a obtenção detalhada do modelo do transformador, principalmente para equipamentos que estejam em

operação e que não possuem documentação suficiente para o levantamento de todas as características.

Diante destes aspectos tenta-se obter um modelo um tanto quanto simplificado, que considere somente fatores conhecidos do equipamento ou seus dados de placa e que possam ser aplicados a uma grande quantidade de modelos somente com a modificação de alguns parâmetros. Isto é o que tenta alcançar a recomendação IEEE C57.91 (1995) e sua correção (2002), que estipula um modelo básico para a obtenção das temperaturas do interior do transformador de potência. Esta recomendação é baseada na IEEE C57.91 (1981), que já abordava o problema de elevação de temperatura em sua primeira versão.

Assim, tentando realizar-se um acompanhamento melhorado das condições de operação dos transformadores de potência deve-se buscar uma modelagem que proporcione um melhor retrato das condições internas do transformador, utilizando-se para isto modelos térmicos e dinâmicos que tentem refletir com maior exatidão o aquecimento do núcleo, enrolamentos, tanque e óleo, que são os principais componentes do equipamento.

O desenvolvimento de modelos que forneçam os valores de trabalho das grandezas que não podem ser medidas no interior dos transformadores (caso das temperaturas do enrolamento) já foi abordado na recomendação IEEE C57.91 (1981). PIERCE (1991, 1992, 1994) tentou detalhar de uma melhor forma as considerações sobre a distribuição das temperaturas internas para os diversos modelos de transformadores e a sua influência sobre a capacidade de carregamento destes equipamentos, estes estudos foram utilizados para a revisão feita desta recomendação.

Algumas das considerações realizadas na recomendação IEEE C57.91 podem levar o modelo a obter erros. Uma destas considerações se refere à considerar a temperatura ambiente como sendo constante. Outras se referem a simplificações no modelo de troca de calor no enrolamento e nos radiadores do equipamento.

A maioria dos métodos baseia-se no cálculo das temperaturas internas do transformador de acordo com a recomendação IEEE C57.91 (1995), a qual fornece um modelo simplificado para que se possa estimar a temperatura do

ponto quente do enrolamento e também a evolução das temperaturas em alguns pontos internos ao equipamento, utilizando como entrada de dados os valores dos parâmetros típicos para o modelo do equipamento, tais como quantidade de cobre nos enrolamentos, quantidade de ferro no núcleo e condições de temperatura ambiente média na região.

Para muitos casos o valor de temperatura do instante anterior é de difícil obtenção e muitas vezes é simplesmente informado pelo especialista ou até mesmo usado como sendo o valor obtido no ensaio de elevação de temperatura que é realizado na etapa de comissionamento e ensaios de recepção do transformador, o que pode não estar refletindo a atual condição de operação do mesmo, levando a erros cumulativos na estimação das grandezas.

Para o método de cálculo descrito nesta recomendação técnica, são utilizados alguns parâmetros empíricos que dependem das características construtivas do transformador analisado e do tipo de refrigeração do equipamento, estes valores são escolhidos de acordo com a experiência do especialista da área.

A influência destes parâmetros sobre os valores de temperatura estimados e sobre o cálculo da perda de vida útil foi analisada por PETERCHUCK E PAHWA (2002), sendo mostrado que uma boa escolha destes parâmetros pode beneficiar consideravelmente os resultados obtidos com o modelo adotado pela norma, mas para isto deve-se saber de antemão quais as características de carga do sistema ao qual o transformador está inserido para que seja possível realizar um estudo preliminar de modo a obter uma boa escolha dos mesmos. No entanto, quase sempre verifica-se que não existe um cuidado para a escolha destes, o que pode levar a erros consideráveis, muitas vezes contaminando em demasia as estimativas das grandezas, como mostrado por DUPONT e CHAVES (1999).

Na tentativa de melhor refletir as condições de temperatura interna dos transformadores, autores como TANG e RICHARDSON (2002) e TANG *et al* (2002) tentam introduzir novas variáveis à modelagem térmica. Nestes trabalhos observa-se a preocupação no tratamento das incertezas e inclusão de outras variáveis que podem ser a temperatura ambiente, pressão atmosférica, velocidade do vento dentre outros parâmetros, os quais influenciam diretamente na condição operativa e de aquecimento do transformador. Isto demonstra que



realmente para algumas aplicações onde temos o transformador sendo solicitado acima de suas condições de projeto, a norma não se aplica com eficiência, necessitando para isso modelos mais detalhados e cuidadosos.

ALEGI e BLACK (1990), já prevendo esta dificuldade, desenvolvem um modelo térmico para o transformador onde incluem algumas grandezas antes não tratadas, como a incidência solar, temperatura do ar variando e demonstra as variações dos resultados para alguns dos valores de temperatura quando da presença destas variáveis externas.

Outros trabalhos, como o realizado por SWIFT (2001), mostram como se pode partir do modelo térmico do transformador e por analogias, elaborar um equivalente elétrico que tenha a mesma forma de resposta no tempo. Neste artigo o autor também realiza uma comparação com a norma IEEE C57.91 (1995) e mostra a divergência dos resultados dos valores de temperaturas para valores diferenciados de carga de acordo com a escolha de alguns parâmetros presentes na norma, sendo que os resultados obtidos para a modelagem foram avaliados em campo.

O modelo elaborado por RADAKOVIC e FESER (2003) também faz uso de analogias elétricas e térmicas, sendo que a diferença principal é a investigação realizada na geometria do enrolamento, analisando vários pontos no seu interior, visando verificar quais são os que contêm uma maior probabilidade de estarem sujeitos a sobreaquecimento.

Também existem modelos somente elaborados para tentativa de estimar a temperatura média do núcleo, como o feito por RYDER e VAUGHAN (2004), porém estes não serão abordados neste trabalho, pois estaremos mais interessados na análise de pontos quentes no enrolamento e sua influência sobre a degradação da vida útil.

A maioria destes estudos aborda somente a modelagem térmica do equipamento, não considerando o comportamento da carga sobre o mesmo. Trabalhando-se de maneira a objetivar a aplicação dos mesmos, podemos utilizá-los para obtenção de métodos para análise de carregamento de transformadores.

PANDEY e LIN (1992) desenvolveram um método para a estimativa de vida remanescente do isolamento somente, tomando por base o critério de

envelhecimento de papel isolante, que é o principal indício de que o transformador está chegando ao fim de sua vida útil.

Esforços para se obter programas computacionais para realizar o acompanhamento de pontos quentes em transformadores foram realizados por DUPONT e CHAVES (1999) e PIERCE e HOLIFIELD (1999). O primeiro estudo implementa um programa que fornece ao usuário o carregamento admissível ao transformador quando sujeito a variações de carga cujas estimativas de temperatura podem ser extrapoladas para outros equipamentos de famílias diferentes. O modelo utilizado é equivalente ao apresentado pela IEEE C57.91 (1995), item 7. O segundo estudo (PIERCE e HOLIFIELD, 1999) elabora uma rotina em FORTRAN, utilizando elementos finitos para a previsão de temperatura do ponto quente em pequenos transformadores de distribuição, porém as considerações não podem ser extrapoladas a equipamentos de grande porte, o que limita a sua aplicação.

### ***1.3 Apresentação do problema de envelhecimento do papel isolante***

No transformador de potência o papel isolante é um dos principais componentes utilizados para a isolação dos enrolamentos e partes ativas no interior do mesmo, sendo que o principal inconveniente da sua utilização está nas condições de temperatura às quais o papel pode ser submetido. No caso de haver sobreaquecimento acima do nominal no papel há um envelhecimento precoce deste material, como apresentado na IEEE C57.91 (1995).

Assim, a importância do acompanhamento das temperaturas no interior do transformador se refere, principalmente, ao grau de deterioração do isolante sólido (neste caso o papel). Os principais métodos para a estimativa da vida útil remanescente do isolante serão vistos no Capítulo 4.

Por se tratar de um equipamento de grande importância para o sistema, muitos são os estudos que buscam obter o máximo de informação sobre o transformador de força, tentando-se manter um controle maior sobre o seu funcionamento. Nesta situação estão os estudos que têm por objetivo estimar o envelhecimento dos materiais que compõem o isolamento do transformador, já que estes são os que limitam a vida útil do mesmo.

Várias são as maneiras de se obter uma expectativa de vida do transformador, dentre elas podemos inicialmente citar três, que são as mais empregadas:

- *A partir da análise físico-química das propriedades do papel isolante:* para esta situação é necessário que se abra o transformador e retire uma amostra do papel isolante dos enrolamentos. As desvantagens são a necessidade de retirar o transformador de serviço e abrir seu tanque. Em alguns casos, dependendo do tempo de operação do equipamento isto torna-se inviável pois a abertura pode danificá-lo. Como resultado desta análise obtém-se o Grau de Polarização (GP) da amostra de papel. O GP indica quão próximo o papel se encontra do fim da vida útil;
- *A partir do acompanhamento do teor de 2-furfuraldeído (2Fal):* isto pode ser feito para transformadores novos ou reformados, acompanhando o crescimento do teor de furfural do óleo desde a entrada em operação. A desvantagem consiste em que, quando da substituição do óleo ou quando feito o processo de micafil, elimina-se instantaneamente a referência para a análise dos dados. Estudos mostram que os teores de 2Fal tendem a voltar a valores próximos aos anteriores entre 6 meses e 1 ano após o tratamento do óleo.
- *A partir do acompanhamento das temperaturas do interior do equipamento:* apesar de ser um meio indireto de se estimar a vida útil de transformadores tem-se a vantagem de não ser um método invasivo, sem necessitar da abertura do transformador. Isto é permitido pois pode-se estimar a degradação do papel de acordo com a teoria de Arrhenius (IEEE C57.91, 1995).

Estes métodos serão melhor discutidos quando necessitarmos de seus conceitos para a elaboração do cálculo de estimativa de vida útil remanescente.

A estimação e acompanhamento da temperatura do ponto mais quente no enrolamento torna-se importante para realizar o cálculo da degradação do isolamento dos transformadores, já que sabe-se que a condição deste isolamento está diretamente ligada à condição físico-química do papel isolante. Conforme mostrado por EMSLEY e STEVENS (1994), existe uma relação entre a

temperatura do papel isolante e a variação nas condições de isolamento deste papel, o que pode ajudar a estimar quão próximo um determinado equipamento está do final de sua vida útil e apoiar a tomada de decisões sobre a operação do mesmo, visando obter uma maior confiabilidade deste.

DARVENIZA, et al. (1994) também realizaram investigações sobre a degradação do papel isolante, obtendo relações entre os agentes de envelhecimento. Com isto foram gerados outros métodos para a análise da perda de isolamento, e conseqüentemente diminuição da vida útil do mesmo. Este estudo somente trata do papel separadamente e não considera os outros fatores que influenciam no envelhecimento quando o papel é usado dentro do transformador.

Apesar dos diversos estudos desenvolvidos nesta área, pouco pode-se afirmar quanto à condição de trabalho de um transformador sem que haja uma inspeção interna. Mesmo assim, se utilizarmos em conjunto várias ferramentas, podemos estimar com um melhor grau de precisão a condição das temperaturas presentes no interior do equipamento e o risco de uma falha devido a condição de envelhecimento natural ou causado por sobrecargas excessivas.

#### **1.4 Conclusões**

Os esforços para a identificação de novas técnicas de análise e monitoramento das temperaturas internas dos transformadores tem como principal finalidade estimar a vida útil remanescente do seu isolamento sólido.

Grande parte dos estudos publicados está voltada para a aplicação na estimação das temperaturas com a utilização dos valores referenciados nas normas, somente modificando as constantes para a adequação ao caso específico do transformador a ser monitorado.

A modificação no método de estimação das temperaturas internas é pouco abordada. A atualização de informações como a temperatura ambiente para a estimação da temperatura muitas vezes não é utilizada, apesar de existir a disponibilidade sobre esta medida em grande parte das instalações. O uso de um valor fixo para esta grandeza, como sugerido pela norma, pode levar o operador a

sub-utilizar o equipamento nos dias mais frios e sobre-utilizar nos dias mais quentes.

Conhecendo estas limitações deve-se buscar modelos que retratem melhor a condição de operação do transformador e que utilizem as grandezas disponibilizadas para o equipamento ou planta da subestação como a temperatura ambiente, ou até mesmo a velocidade do vento e a incidência de chuvas, para que se possa realizar um melhor aproveitamento do equipamento na operação diária e a longo prazo.

No Capítulo 2 da presente dissertação serão descritos os processos de montagem e fabricação de um transformador de força, juntamente com uma breve descrição sobre dificuldades de transporte e especificação do mesmo.

No Capítulo 3 será apresentado o modelo de elevação de temperatura proposto pela IEEE C57.91 (1995), juntamente com o modelo proposto nesta dissertação.

As discussões e apresentações dos métodos de cálculo de envelhecimento serão mostradas no Capítulo 4.

Finalmente, nos Capítulos 5 e 6 serão apresentados os resultados para o método proposto e os obtidos com a recomendação IEEE C57.91 (1995), as conclusões obtidas e as sugestões trabalhos futuros.

## **2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – ASPECTOS CONSTRUTIVOS**

### **2.1 Introdução**

Para a especificação de transformadores de potência existe uma grande quantidade de informações que devem ser passadas ao projetista de modo a se conseguir o máximo desempenho para o equipamento. Estas informações se referem aos valores de trabalho nominais do equipamento, como classe de tensão de trabalho tanto na alta tensão quanto na baixa tensão, potência nominal, fator de potência, relação de transformação, quantidade de derivações do enrolamento (tap's) entre outras.

Outros tipos de informação também devem ser fornecidas, como altitude e temperatura média histórica do local de instalação. Estas informações servem para que se possa verificar as condições de refrigeração do equipamento e as modificações necessárias nos radiadores para que tenham um rendimento apropriado.

Cada projeto de transformador provavelmente não será repetido com as mesmas características que outros, salvo situações de fornecimentos para equipamentos de uma mesma subestação ou subestações similares.

Este aspecto faz com que a linha de montagem das empresas fornecedoras de transformadores de potência deva ser extremamente versátil, capaz de produzir diversos modelos sem grandes modificações nos equipamentos.

Alguns aspectos referentes à construção e montagem de transformadores serão abordados neste capítulo. Deve-se atentar ao fato de que um estudo aprofundado destas características deve ser feito para que se obtenha um melhor entendimento dos mecanismos de aquecimento e se analisem os parâmetros que possam influir na modelagem térmica dos transformadores.

O processo de fabricação de um equipamento de transformação envolve uma série de etapas pré-definidas que devem ser fiscalizadas por profissionais que já tenham uma longa experiência no trabalho com estes equipamentos.

Os ensaios realizados no transformador estão listados no ANEXO B.

Para que não se tenha nenhum imprevisto no processo deve-se realizar um acompanhamento por parte do comprador do equipamento e pelo fabricante relativo aos fornecedores e materiais a serem empregados, para que as normas técnicas existentes sejam obedecidas, acarretando uma boa qualidade dos materiais a serem utilizados na sua fabricação.

Este tipo de acompanhamento tenta reduzir os defeitos grosseiros ou vícios nos materiais que possam influenciar nos ensaios normalizados e no funcionamento do transformador durante a vida útil, já que a substituição de algumas peças torna-se impraticável após o início da operação.

Assim, os cuidados com a fabricação e montagem do equipamento vão desde a aquisição das matérias-primas até a colocação em operação do equipamento, onde basicamente o fabricante entrega o transformador ao cliente.

Existe ainda um período durante o qual o transformador está sob a garantia do fabricante e qualquer defeito deve ser corrigido sem ônus ao cliente. Geralmente quando não existe a possibilidade de correção do defeito o fabricante é onerado com multas ou outros dispositivos para a sua penalização. Este acordo geralmente é feito no contrato de compra e venda para garantir que o equipamento esteja dentro das especificações.

Para que se possa ter uma idéia da complexidade da fabricação e montagem de um equipamento deste porte, apresenta-se a seguir uma descrição das principais etapas de construção dos mesmos.

## **2.2 *Matérias primas***

As matérias primas que compõem um transformador de potência geralmente devem possuir as características especificadas pelo cliente e cumprir as disposições constantes nas normas técnicas vigentes. Geralmente os ensaios referentes ao teste da qualidade destas matérias primas são acompanhados por inspetores designados pelo comprador do equipamento para que se obtenha uma garantia de que os testes sejam realizados de acordo com os procedimentos pré-estabelecidos.

Nos casos em que os ensaios das matérias-primas que compõem um equipamento de transformação são de caráter destrutivo, deve-se destruir uma parte do lote fornecido para que se comprove suas características pré-definidas. Este tipo de ensaio é feito por amostragem e os resultados são estendidos ao lote como um todo.

Para alguns materiais, como as chapas de aço do núcleo, chapas de aço dos tanques, papéis isolantes e fios de cobre, são aceitos certificados para a comprovação das características físico-químicas destes materiais. Estes certificados são emitidos por laboratórios credenciados e idôneos. A certificação das matérias-primas tem uma grande importância pois, se ela não for realizada de maneira séria, provavelmente haverá problemas futuros no funcionamento do equipamento.

Pode-se dizer que a má qualidade de quaisquer das matérias primas utilizadas acarreta no equipamento uma série de desvantagens, que vão desde a redução do rendimento até diminuição da vida útil.

### **2.3 Aspectos construtivos**

A maioria dos transformadores de potência têm similaridades na sua construção, geralmente as partes que o constituem são as mostradas na Figura 2.1, variando desta, apenas alguns aspectos que dizem respeito à experiência do fabricante ou a alguma particularidade do projeto.

- 1- *Núcleo trifásico*
- 2- *Enrolamento de baixa tensão*
- 3- *Enrolamento de alta tensão*
- 4- *Enrolamento de regulação*
- 5- *Ligações das derivações*
- 6- *Buchas de baixa tensão*
- 7- *Buchas de alta tensão*
- 8- *Vigas de prensagem do núcleo*
- 9- *Comutador de tensão em carga*



- 10- *Acionamento motorizado*
- 11- *Tanque*
- 12- *Tanque de expansão*
- 13- *Radiadores*

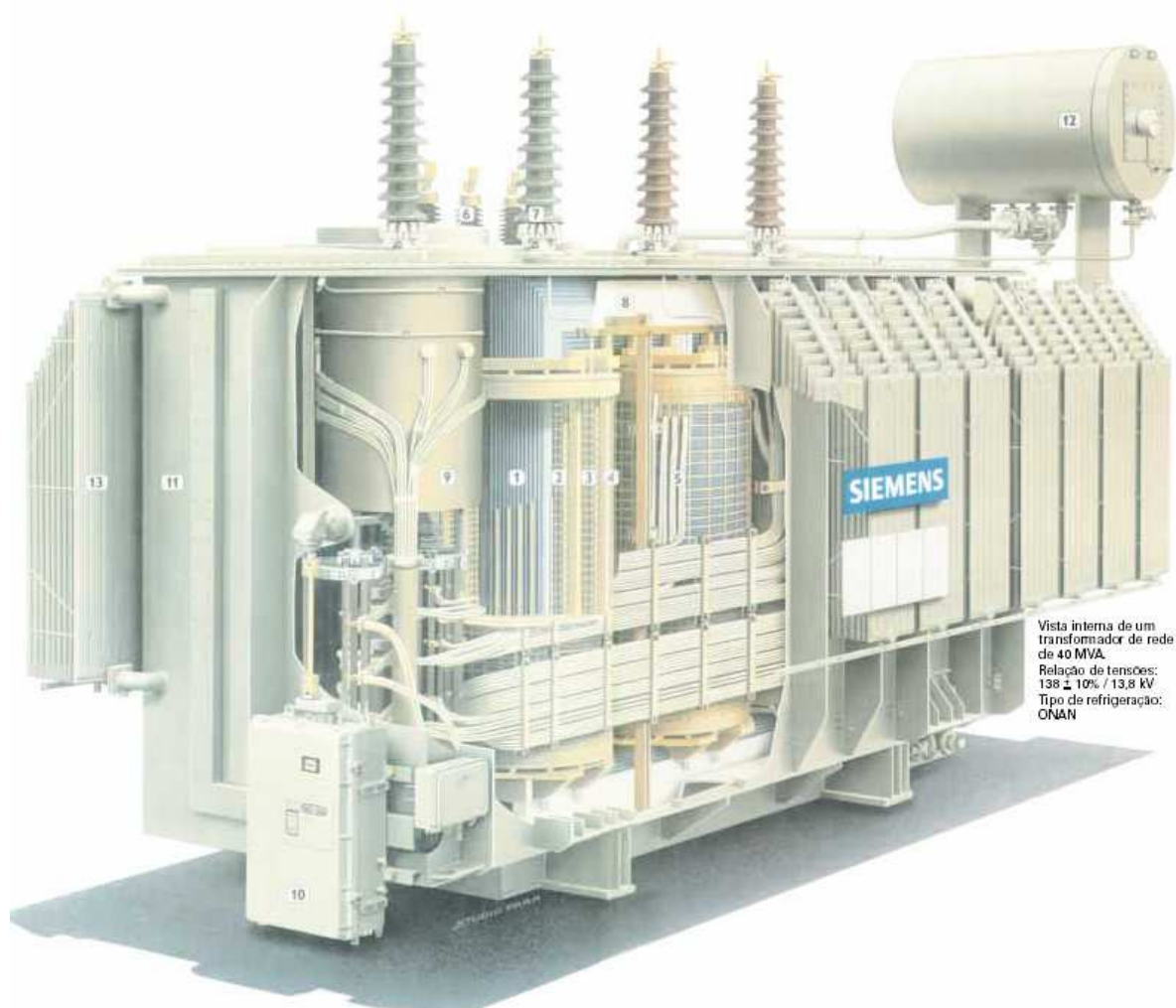


Figura 2.1 - Transformador Trifásico (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

Nos itens seguintes as partes que constituem os transformadores serão detalhadas, mostrando os principais materiais empregados na sua confecção.

### 2.3.1 Núcleo do transformador:

Basicamente o núcleo dos transformadores de potência é feito a partir de chapas de aço silício empilhadas umas sobre as outras, de forma a obter-se uma figura geométrica final com a secção transversal de aspecto o mais circular

possível para evitar as concentrações de campo magnético nas pontas e cantos do núcleo.

A Figura 2.2 (a) mostra o aspecto final do núcleo de um transformador trifásico com construção especial para ruído abaixo de 55dB. Além deste modelo pode-se construir transformadores e autotransformadores separadamente para cada fase. O núcleo de um autotransformador monofásico está mostrado na Figura 2.2 (b).

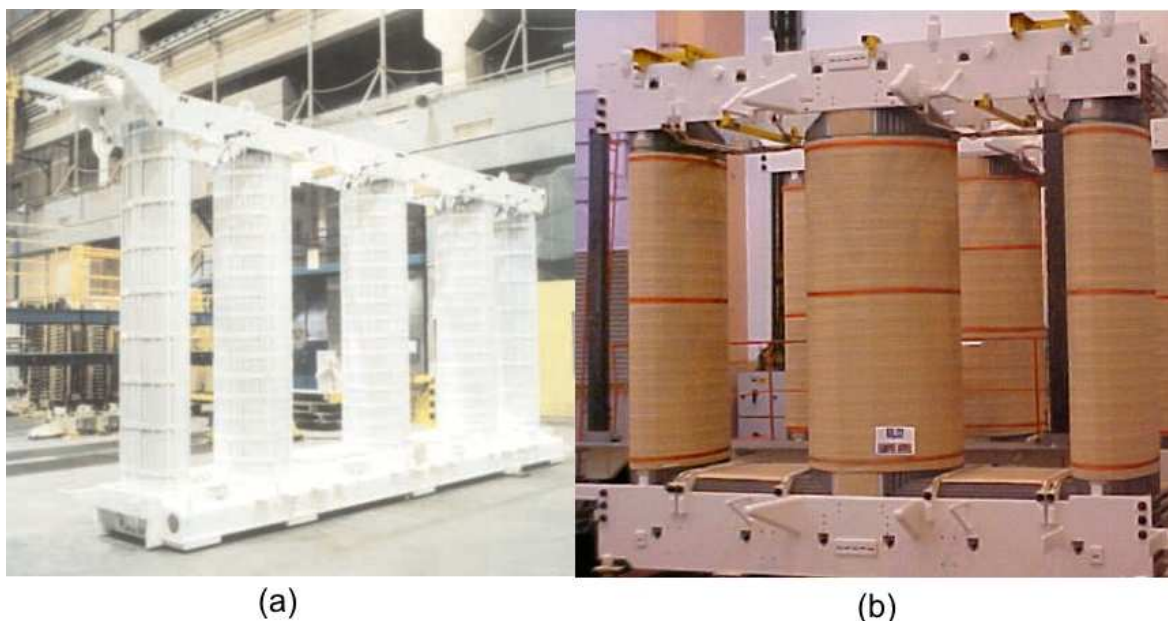


Figura 2.2 – (a) núcleo de transformador trifásico de 135 MVA com construção especial para baixo nível de ruído (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004), (b) núcleo de autotransformador monofásico de 224 MVA (CATÁLOGO: ABB, 2004)

As chapas que compõem o núcleo são laminadas a frio de forma a obter a orientação dos grãos de silício no sentido da passagem do campo, obtendo-se assim uma maior permeabilidade magnética neste sentido. Quando empilhadas estas são isoladas entre si por meio de uma pintura de mínima espessura que reveste o corpo das mesmas para que não haja o contato entre as chapas e ocorra diminuição das perdas por corrente parasitas no núcleo (perdas Foucault). O aspecto final do empilhamento das chapas está mostrado na Figura 2.3, as

chapas são recortadas de modo que ao serem empilhadas tornem o núcleo com a seção transversal de aspecto circular, como mostrado no detalhe.

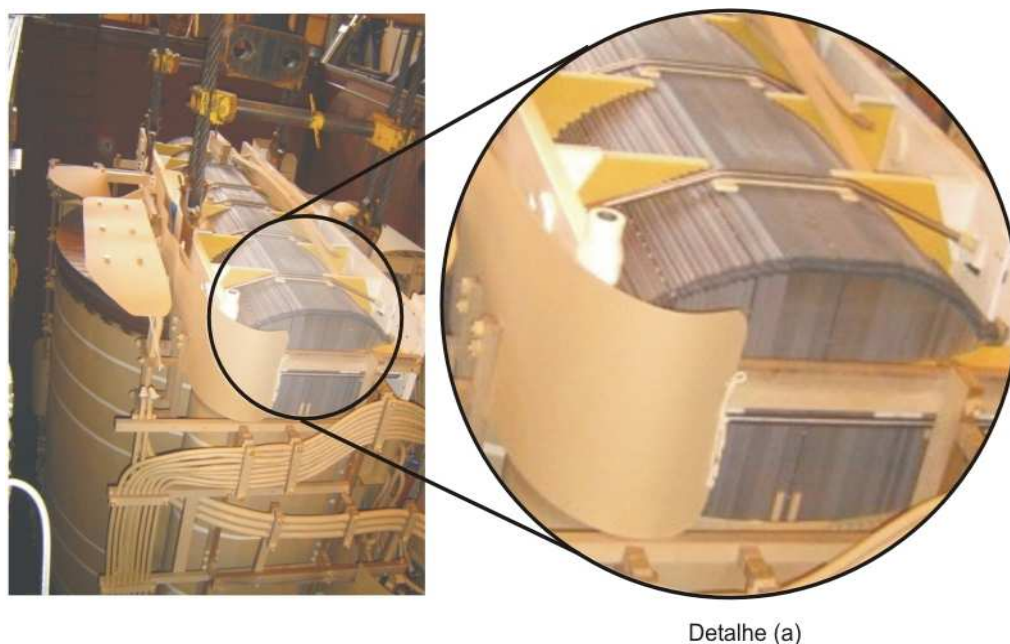


Figura 2.3 - Detalhe do empilhamento do núcleo (CATÁLOGO: ABB, 2004)

### 2.3.2 Enrolamentos de alta e baixa tensão:

Os enrolamentos de alta e baixa tensão são compostos por fios simples ou pacotes de fios de cobre. A utilização de vários fios é feita quando se deseja obter a redução dos efeitos das correntes parasitas no condutor, mantendo uma seção transversal equivalente à de uma barra maciça, formando assim pacotes que são envolvidos por papel isolante (Papel Kraft) quase sempre de formato retangular. A disposição dos enrolamentos sobre o núcleo depende basicamente do projeto e características de eficiência que se deseja para o equipamento (HARLOW, 2004).

A Figura 2.4 (a) mostra um cabo composto por diversos fios isolados entre si para a redução das perdas Foucault no condutor, a Figura 2.4 (b) mostra um corte longitudinal do enrolamento montado sobre o núcleo.

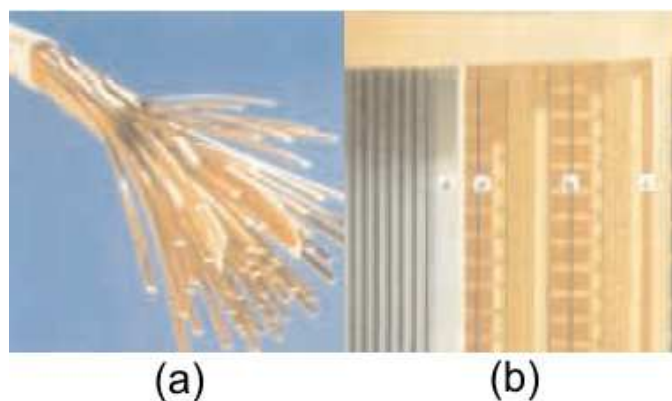


Figura 2.4 - (a) detalhe do empacotamento dos fios para a construção do condutor (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004), (b) corte mostrando o núcleo e os enrolamentos (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

Os enrolamentos de alta e baixa tensão geralmente são feitos de forma manual, pois cada projeto tem suas peculiaridades e necessita de modificações. A Figura 2.5 mostra o processo de bobinagem de um enrolamento. A bobina é fabricada sobre um molde que serve como a guia para a montagem do enrolamento.

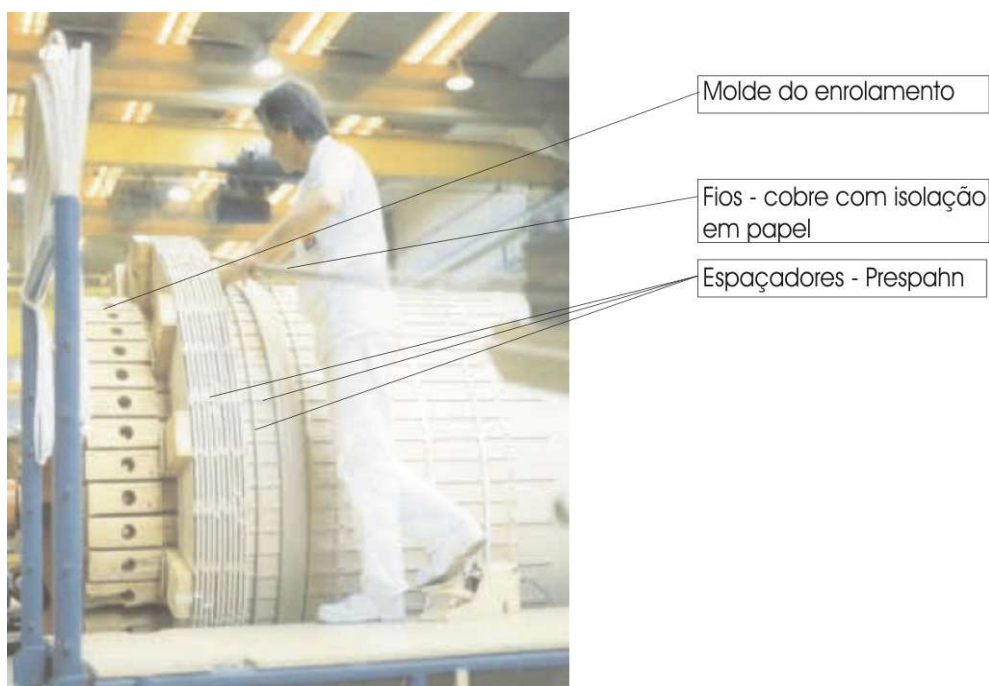


Figura 2.5 - Bobinagem de enrolamento (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

Sobre o molde é colocado um cilindro de papel sobre o qual é construído o enrolamento. Este molde serve para melhorar as características mecânicas do



enrolamento e como uma barreira para que o óleo circule em um caminho fechado para a refrigeração e como isolamento entre a bobina de alta tensão, bobina de baixa tensão e o núcleo. Também faz-se o uso de espaçadores radiais e axiais que têm a finalidade de manter as distâncias para a circulação de óleo para a refrigeração e para a isolação de tensão entre bobinas. A matéria prima mais utilizada na fabricação destes espaçadores é o composto celulósico Prespahn (HARLOW, 2004), pois une as vantagens de ser mecanicamente resistente e possuir boas características como isolante elétrico.

O aspecto final do enrolamento está mostrado na Figura 2.6, sendo que neste caso existem espaçadores no invólucro do enrolamento de alta tensão pois o enrolamento de baixa tensão é montado sobre o de alta.

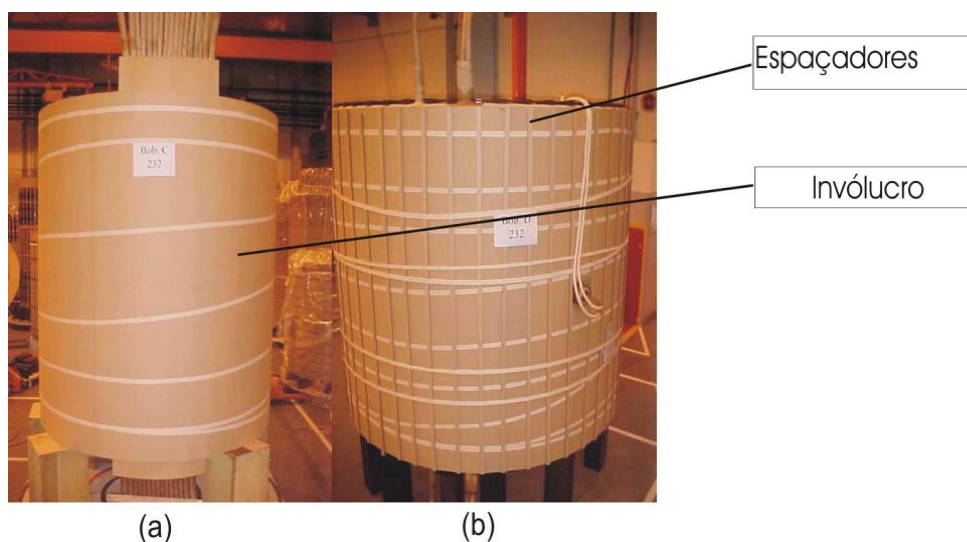


Figura 2.6 - (a) Bobina de Regulação na Baixa Tensão, (b) Bobina de Alta Tensão. (CATÁLOGO: ABB, 2004)

Na Figura 2.7 são mostrados dois possíveis circuitos de refrigeração para o interior dos enrolamentos do transformador. O esquema (a) mostra um circuito com fluxo dirigido. O direcionamento deste fluxo é realizado com a colocação de barreiras entre os discos dos enrolamentos, de modo que haja somente um sentido a ser percorrido pelo óleo isolante. No caso mostrado em (b) a única barreira é a formada pelo invólucro do enrolamento, sendo que a passagem de óleo no seu interior não é direcionada.

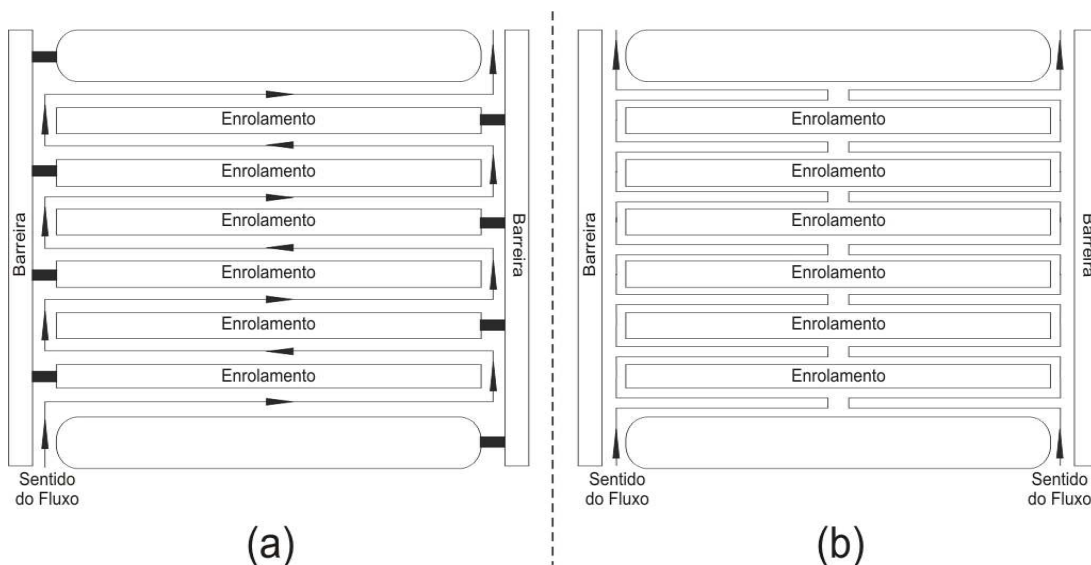


Figura 2.7 - Circuitos de refrigeração, (a) fluxo-direcionado, (b) fluxo não-direcionado. (HARLOW, 2004)

### 2.3.3 Buchas de Alta e Baixa tensão:

São equipamentos utilizados para realizar a passagem isolada de um condutor através de uma parede feita em material não isolante.

As buchas utilizadas em transformadores podem ser de dois tipos:

- Buchas não-capacitivas
- Buchas capacitivas

#### *Buchas não-capacitivas*

As buchas não capacitivas são geralmente compostas de um condutor central revestido, que é envolvido por um isolante sólido do tipo herkolite ou similar e coberto por um corpo de porcelana vitrificada, sendo utilizadas para níveis de tensão de até 69 kV. No caso da utilização em transformadores a parte interna geralmente fica imersa em óleo isolante dispensando o revestimento de porcelana.

Ainda existem as buchas isoladas a gás SF<sub>6</sub>, nas quais o material isolante que envolve o condutor é o gás. Este tipo de bucha é aplicado para tensões maiores que 69 kV.

A Figura 2.8 mostra o desenho de uma bucha não capacitiva e seus principais componentes.

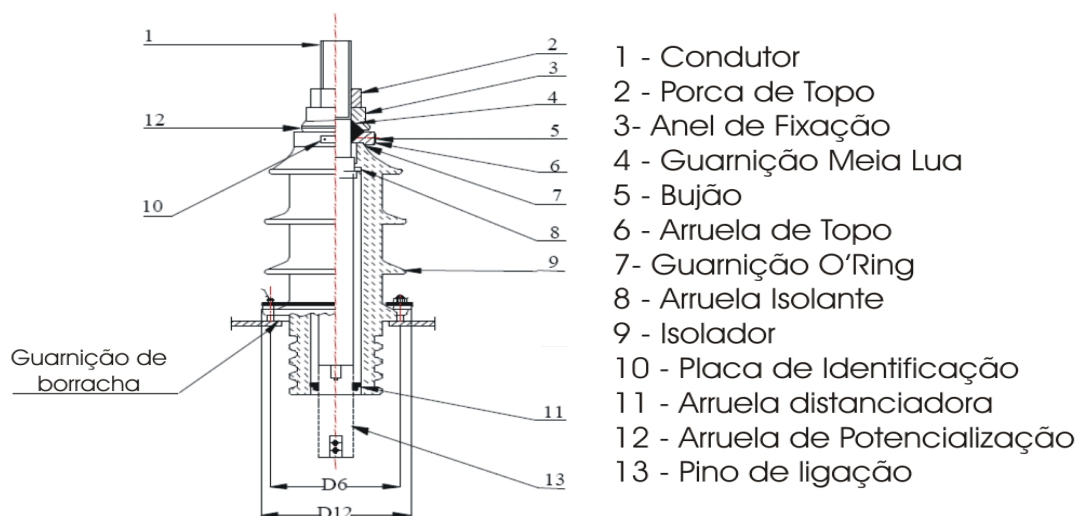


Figura 2.8 - Bucha não capacitiva (CATÁLOGO: ABB, 2004)

### *Buchas Capacitivas*

Buchas capacitivas geralmente são utilizadas para tensões acima de 69 kV, pois o seu custo de instalação é mais elevado que as não capacitivas. Sua constituição básica é a de um condutor central que pode ser maciço ou em forma de tubo, envolto em um capacitor de papel impregnado em óleo. O capacitor é encapsulado com duas diferentes camadas de porcelana, uma para a parte externa ao transformador e uma para a parte interna, esta última imersa no óleo isolante.

A Figura 2.9 (a) mostra a vista interna de uma bucha capacitiva para transformador, a Figura 2.9 (b) mostra um corte longitudinal com os principais componentes e detalhes da bucha.

O princípio de funcionamento da bucha capacitiva é a divisão do campo elétrico com a utilização do capacitor que envolve o condutor central. Assim, a tensão de isolamento da bucha depende diretamente do tamanho do capacitor formado em torno deste. A Figura 2.10 (a) mostra a distribuição do campo elétrico em uma bucha capacitiva e em (b) o detalhe do papel impregnado em óleo do capacitor.

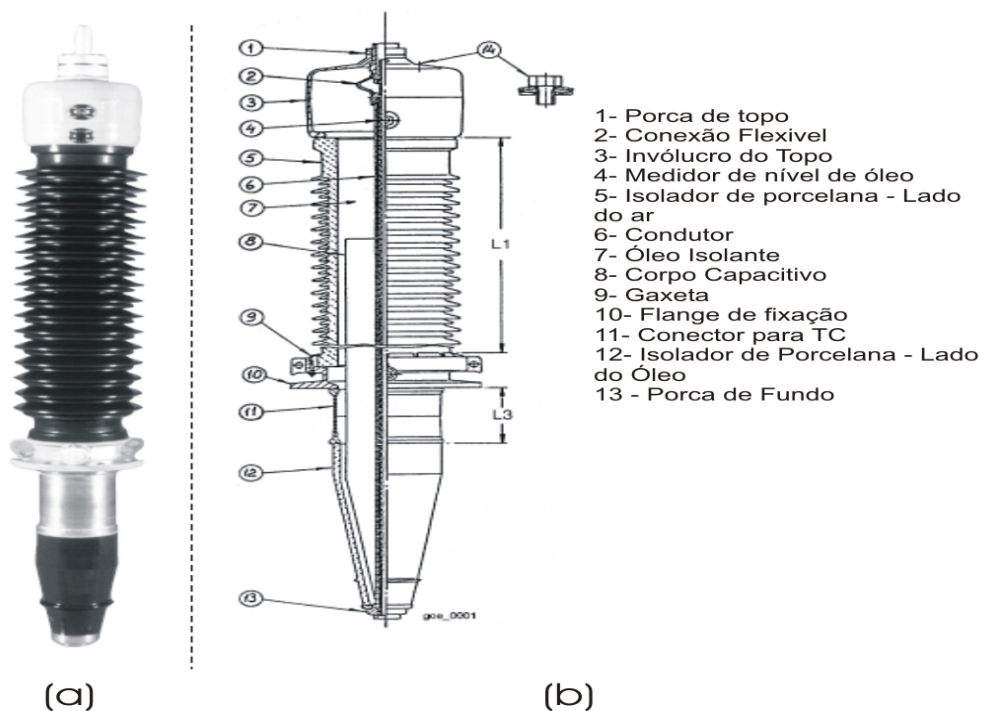


Figura 2.9 - Bucha capacitiva (a) aspecto normal, (b) detalhes construtivos.  
(CATÁLOGO: ABB, 2004)

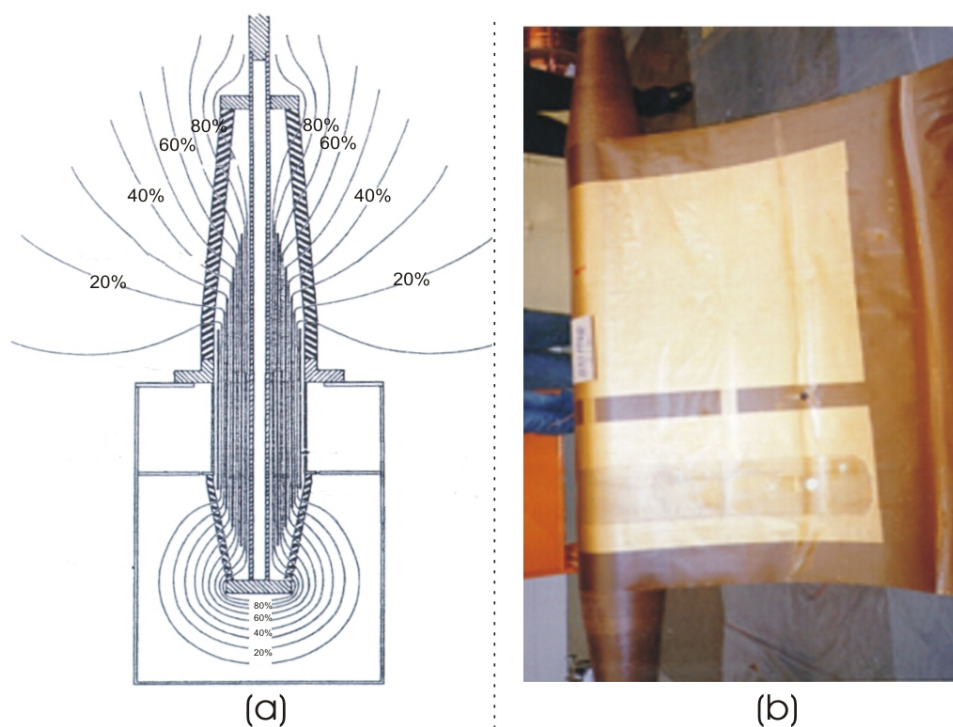


Figura 2.10 - Bucha capacitiva (a) distribuição do campo elétrico (HARLOW, 2004), (b) papel impregnado do capacitor (CATÁLOGO: ABB, 2004)



### *2.3.4 Comutador de tensão sob carga (OLTC)*

O comutador de tensão tem como finalidade realizar o chaveamento sob carga entre as derivações dos enrolamentos, de modo a adequar a tensão da rede aos padrões pré-estabelecidos pelo operador do sistema nas barras de interesse.

A comutação pode ser realizada a vazio ou a plena carga, isto é definido pelo comprador do transformador, dependendo do tipo de operação que se deseja fazer com o equipamento.

Para transformadores de elevada potência o comutador sob carga geralmente está localizado em um compartimento separado do tanque principal do transformador no qual estão inseridas as bobinas; isso é feito para se preservar as características isolantes do óleo no tanque principal, pois o chaveamento do comutador ocasiona desgaste dos contatos e contaminação do óleo com partículas metálicas.

Outro inconveniente é que o óleo é utilizado para extinguir o arco formado na comutação, isto faz com que haja uma acentuação no seu processo de desgaste. Assim, a instalação do comutador sob carga em um tanque separado da parte ativa do transformador facilita a manutenção do equipamento já que o mesmo necessita de manutenção em menores intervalos de tempo que as outras partes do equipamento.

A Figura 2.11 mostra os principais componentes de um comutador sob carga. Dependendo do fabricante deste equipamento e da classe de tensão pode-se ter diferentes configurações de OLTC.

Os materiais empregados para a sua construção dependem da experiência do fabricante e das especificações fornecidas pelos projetistas do transformador.

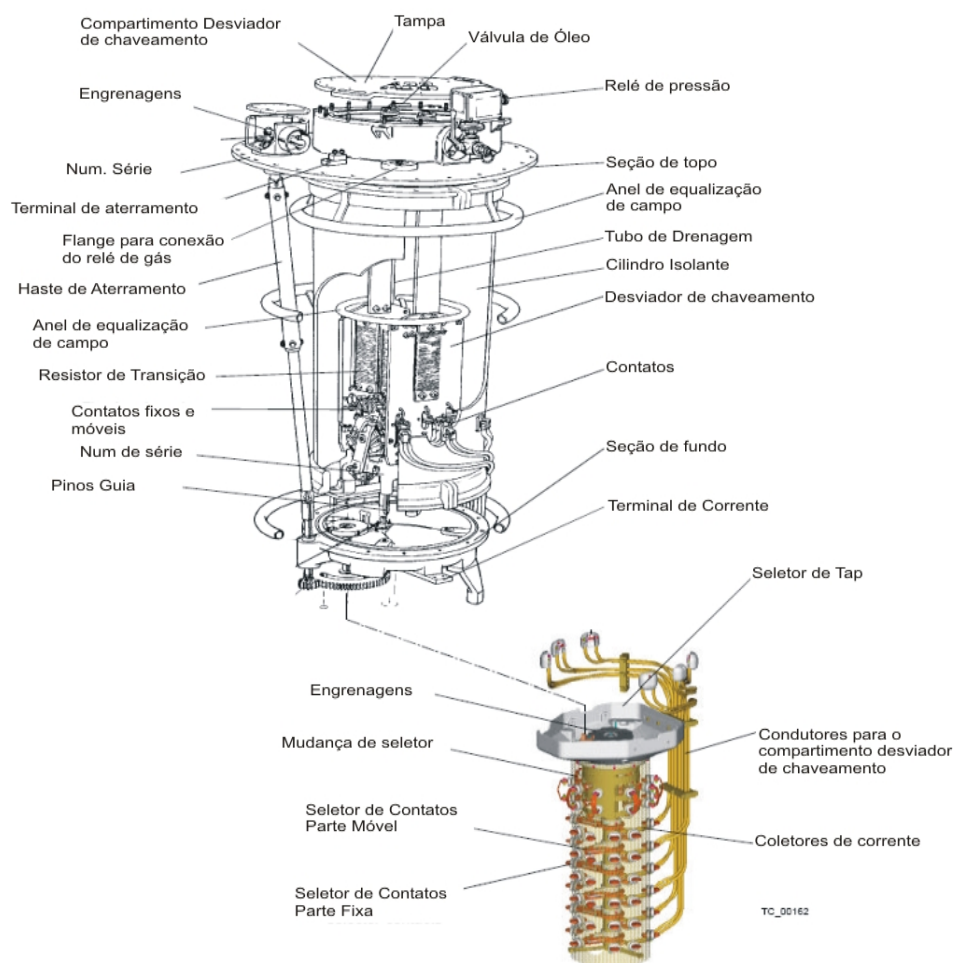


Figura 2.11 - Comutador de tensão sob carga (OLTC). (CATÁLOGO: ABB, 2004)

O acionamento do comutador pode ser feito manualmente pelo operador, remotamente do centro de operação ou ainda de forma automática, sendo este último modo o mais utilizado. O arranjo para a montagem do comutador em um transformador monofásico está mostrado na Figura 2.12 e para outros transformadores está mostrado na Figura 2.13.

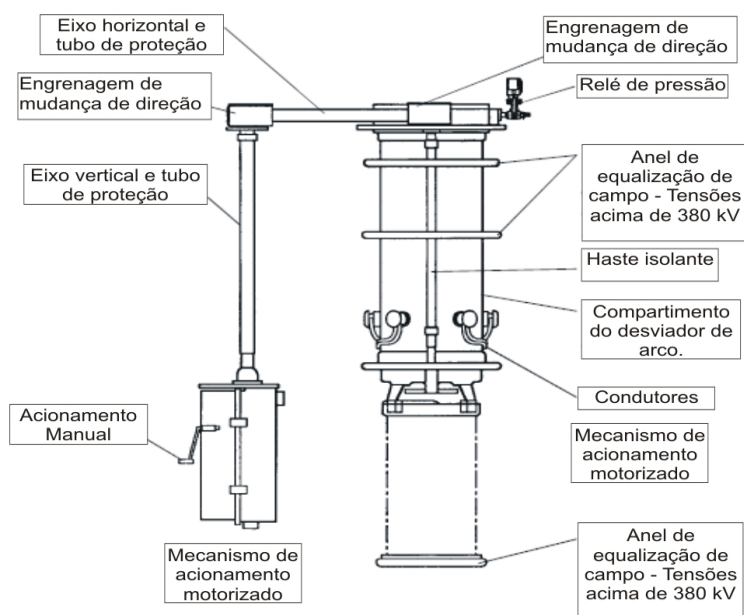


Figura 2.12 - Montagem do OLTC para transformador monofásico. (ABB)

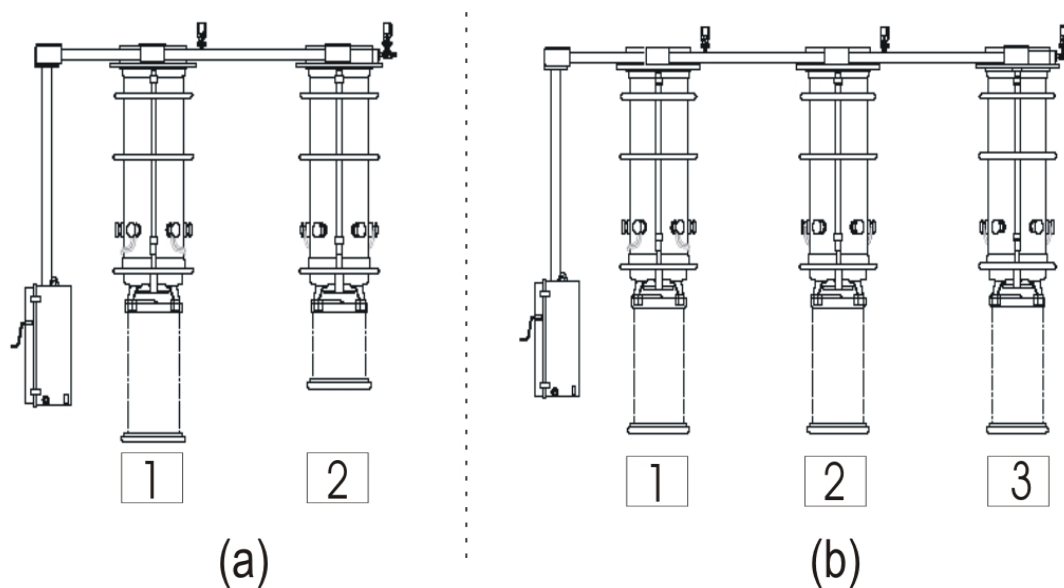


Figura 2.13 – Montagem do OLTC (a) para transformador bifásico, (b) para transformador trifásico. (CATÁLOGO: ABB, 2004)

O local da montagem no interior do transformador é geralmente próxima aos enrolamentos. A Figura 2.14 mostra um comutador e seu local de montagem.



Figura 2.14 – Montagem do comutador no interior do transformador.  
(CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

### 2.3.5 *Tanque do transformador:*

O tanque do transformador de potência tem como principal finalidade abrigar a parte ativa do transformador juntamente com o óleo isolante. Geralmente este é construído com chapas de aço soldadas de modo a se obter uma figura geométrica retangular. O processo de soldagem é rigorosamente acompanhado para que se evite a possibilidade de problemas que possam comprometer o funcionamento do transformador no decorrer da sua vida útil.

É de prática comum que a tampa do tanque do transformador tenha uma espessura maior que a das paredes laterais. Isto ocorre para que os esforços radiais e axiais produzidos pela montagem das buchas sejam satisfatoriamente suportados pelo tanque.

Outra característica é a necessidade de que o tanque seja totalmente estanque para evitar o contato do óleo isolante com contaminantes, como o ar e a umidade.

Existe também um cuidado muito importante na montagem dos tanques que é a sua pintura. A pintura interna deve ser feita com a utilização de tintas que não sejam reativas com o óleo isolante e que sejam altamente resistentes ao

envelhecimento. A pintura externa deve ser resistente ao envelhecimento e possuir uma cor própria para o local de instalação, não gerando poluição visual e não absorvendo radiação solar em demasia, evitando o aumento da temperatura do equipamento. A Figura 2.15 mostra o detalhe do acabamento da solda na montagem do tanque do transformador. A Figura 2.16 mostra o aspecto final do tanque do transformador pintado.



Figura 2.15 - Detalhe de montagem do tanque. (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

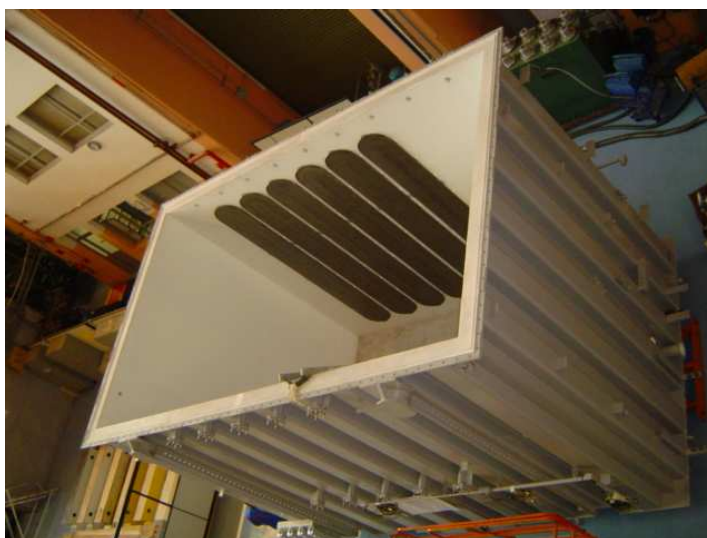


Figura 2.16 - Tanque do Transformador de potência. (CATÁLOGO: ABB, 2004)

### 2.3.6 Tanque de expansão

O tanque de expansão tem a finalidade de fornecer um espaço adicional para que o óleo seja armazenado quando existe a dilatação térmica do mesmo. Para que não haja a contaminação deste óleo com ar existe no interior do tanque uma membrana feita em borracha que realiza a vedação de maneira a impedir o contato com o meio externo e também manter a pressão no interior do tanque.

Na Figura 2.1 o item 12 mostra o aspecto externo de um tanque de expansão.

### 2.3.7 Refrigeração

Como existe a necessidade da eliminação do calor gerado pelas perdas internas do transformador, para que não haja uma elevação da temperatura além de limites pré-estabelecidos, faz-se uso de dispositivos capazes de aumentar a eficiência da troca de calor entre o transformador e o ambiente. Geralmente para este fim são utilizados os trocadores de calor ou os radiadores.

Geralmente a refrigeração é fracionada de modo a sua operação ser dividida em estágios diferenciados, acionados quando a potência fornecida pelo transformador atinge os patamares pré-fixados. Geralmente os tipos de refrigeração têm a seguinte nomenclatura:

- ONAN (óleo natural, ar natural): indica que a refrigeração ocorre de maneira que o óleo e o ar circulem de forma natural no interior e no exterior do equipamento, respectivamente;
- ONAF<sub>N</sub> (óleo natural, ar forçado): indica que a refrigeração ocorre de maneira que o óleo circule naturalmente enquanto que o ar no exterior dos radiadores tenha uma circulação forçada com a utilização de grupos de ventiladores. O sub-índice “N” indica qual estágio de refrigeração está ativado (N=1, 2, 3, ...)
- OFAF (óleo forçado, ar forçado): idem ao ONAF, com a distinção que o óleo é movimentado por meio de bombas, fazendo assim com que o mesmo tenha uma movimentação maior no interior do transformador;

- ONWN (óleo natural, água natural): Idem ao ONAN, com a diferenciação de que o equipamento utilizado é um trocador de calor e que o fluído refrigerante é a água;
- ONWF (óleo natural, água forçada): Idem ao ONAF, com a distinção de que o fluído refrigerante é a água bombeada para os trocadores;
- OFWF (óleo forçado, água forçada): Idem ao ONWF, porém com a distinção de que o óleo também é bombeado para os trocadores;
- D\_\_\_\_\_ (fluxo dirigido): o acréscimo da letra D nas nomenclaturas anteriores indica que o óleo que sai do radiador ou trocador de calor é direcionado a passar pelos dutos de refrigeração no interior do enrolamento.
- ND\_\_\_\_\_ (fluxo não dirigido): o acréscimo das letras ND indica que o fluído não é direcionado para os enrolamento, ou seja, seu retorno é livre no tanque do transformador (geralmente não é utilizado).

#### Trocadores de calor

Os trocadores de calor são dispositivos que têm a finalidade realizar a troca de calor entre duas substâncias líquidas. No caso da utilização em transformadores estas substâncias são o óleo isolante e geralmente a água bruta.

A Figura 2.17 (a) mostra o aspecto externo do trocador de calor e em (b) o detalhe mostra os tubos da passagem de água. Estes tubos são construídos com materiais que tenham uma boa condutividade térmica, geralmente feitos em cobre.

Como a eficiência de troca de calor é muito maior do que a de um radiador, o espaço necessário para a instalação deste equipamento é muito menor do que o de um radiador, porém seu custo de instalação e manutenção é muito mais elevado, o que limita sua aplicação a casos de extrema necessidade e em locais onde exista água disponível (geralmente em transformadores elevadores de usinas hidrelétricas).

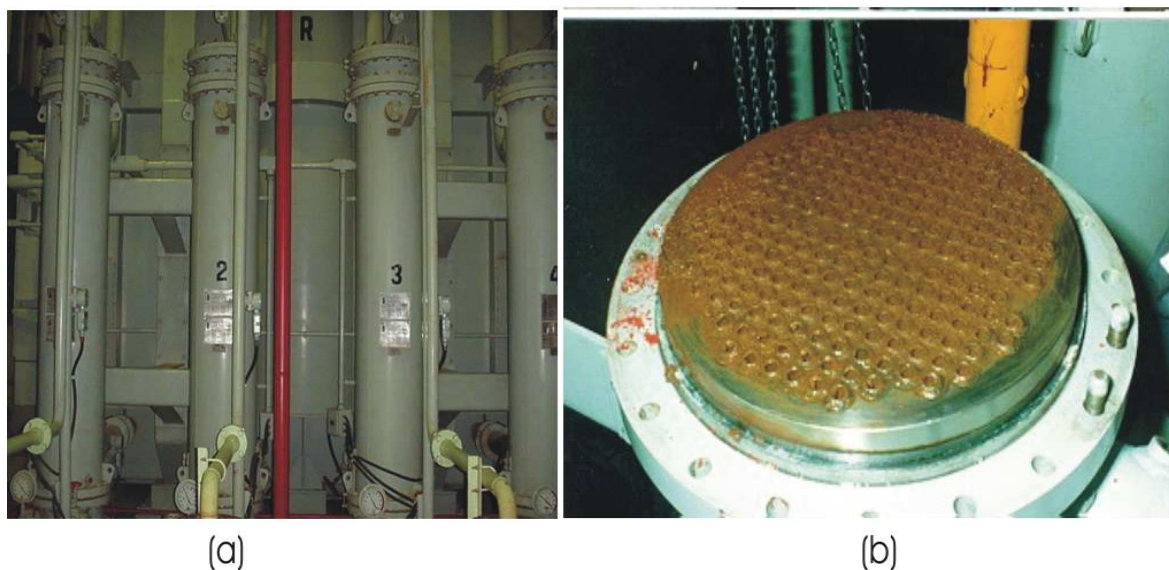


Figura 2.17 – Trocador de calor: (a) aspecto externo, (b) detalhe dos tubos de passagem de água bruta. (CATÁLOGO: ABB, 2004)

### Radiadores

Outro dispositivo utilizado para a realização da troca de calor é o radiador. As suas vantagens em relação ao trocador são seu custo reduzido e a facilidade de manutenção, porém a área necessária para a realização da troca de calor quando comparada à dos trocadores é muito maior.

A diferença deste dispositivo para o trocador é que o meio refrigerante utilizado é o ar. Para que haja um aumento na troca de calor em alguns transformadores de grande porte são utilizados moto-ventiladores e bombas de óleo para aumentar a movimentação do óleo e do ar.

O aspecto de um radiador é apresentado na Figura 2.18. A circulação do óleo é feita no interior das chapas, dissipando o calor para o ar. Caso seja necessário, ativam-se os ventiladores para se aumentar a eficiência térmica da troca, fazendo com que circule uma maior massa de ar entre as alhetas.





Figura 2.18 – Radiador. (CATÁLOGO: SIEMENS, 2004)

A escolha da utilização entre um ou outro tipo de sistema de refrigeração depende das características de projeto e das especificações do comprador, do local onde será instalado o transformador e da potência do equipamento entre outros fatores.

### *2.3.8 Acessórios e outros Dispositivos Utilizados em Transformadores*

As definições sobre os acessórios dos transformadores divergem de fabricante para fabricante. Neste trabalho considera-se acessórios do transformador, todos os dispositivos que não tem essencialidade para o funcionamento do mesmo, não constituindo a parte ativa ou o tanque do equipamento. Geralmente são dispositivos de auxílio, proteção e monitoração do transformador. Alguns destes dispositivos estão listados abaixo:

- Disjuntores
- Contatores
- Relés
- Sensores
- Monitores de temperatura
- Medidores de pressão
- Medidores de nível de óleo
- Transformadores de Corrente

- Transformadores de Potencial
- Filtros de óleo
- Filtros de ar

### 2.3.9 *Transporte*

Um aspecto muito importante na composição de custos de um transformador diz respeito a seu transporte desde a fábrica até o local da instalação. Muitas vezes modifica-se completamente a especificação de um determinado equipamento para que haja a diminuição dos custos com o seu transporte.

O transporte de equipamentos de transformação para sistemas de potência requer muitos cuidados, pois estes possuem dimensões e peso consideravelmente grandes, necessitando de aparatos especiais para a sua movimentação.

Os custos envolvidos para o deslocamento desde a fábrica até o cliente dependem basicamente da distância envolvida e da infra-estrutura existente, bem como das dimensões e peso do equipamento. Quando se adquire um equipamento do porte dos transformadores de potência se deve analisar todas as necessidades para o seu transporte e principalmente se é necessário realizar alguma modificação na estrutura de pontes ou estradas de acesso. Caso seja necessária alguma modificação, deve-se estimar os custos envolvidos e saber quais as alternativas que podem ser tomadas para a diminuição destes custos.

Com isto, verifica-se que a etapa de transporte tem uma grande importância no projeto dos transformadores, pois, se o custo da mesma for muito elevado, deve-se analisar alternativas para sua diminuição, podendo ser até a mudança do projeto ou do tipo de equipamento utilizado (no caso de equipamentos de potência muito elevada).

Outra característica do transporte deste tipo de equipamento é que ele é realizado por etapas. Transporta-se a parte ativa separadamente dos acessórios para que se diminua o peso do equipamento.

## **2.4 Conclusões**

No presente capítulo foram abordados os aspectos referentes aos materiais e elementos utilizados na construção dos transformadores de potência. A abordagem destes itens é importante para o desenvolvimento da modelagem térmica, pois facilita o entendimento dos mecanismos presentes no transformador de potência.

Há uma infinidade de configurações possíveis para a construção de transformadores. Dependendo das especificações, pode-se obter diferentes características e conseqüentemente, diferentes comportamentos quanto ao aquecimento e envelhecimento. Com isso, deve-se ater a questão de que a elaboração do modelo de aquecimento deve ser suficientemente genérica a ponto de abranger uma grande quantidade de modelos de equipamentos, com diferentes características construtivas.

## **3 MODELAGEM TÉRMICA DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

### **3.1 Introdução**

Para a operação segura dos transformadores de potência existe a necessidade de monitoramento de diversas grandezas. Na prática, supõe-se que estas grandezas estejam dentro de valores satisfatórios quando se opera o equipamento com os seus valores nominais de tensão e abaixo do limite de carregamento. Este tipo de consideração é feita quando se trabalha com grandezas para as quais não se dispõe de medidas, como no caso da temperatura do enrolamento do transformador.

Com as mudanças de filosofia de manutenção e operação adotadas ultimamente pelas empresas do setor elétrico, visando uma maior lucratividade e ao mesmo tempo um aumento da confiabilidade dos sistemas, verificou-se a necessidade de uma abordagem diferenciada sobre o controle de equipamentos como os transformadores.

A partir disto, estudos realizados por diversos autores demonstram a necessidade de se acompanhar mais precisamente a condição de operação dos equipamentos de uma subestação para que se possa prever de antemão a necessidade de paradas e para que se possa diminuir ao máximo a duração das mesmas.

No monitoramento das medidas provenientes do transformador de potência verifica-se a necessidade da melhor obtenção das medidas internas de temperatura (núcleo, enrolamento, óleo). Na grande maioria dos equipamentos a obtenção destas grandezas é feita através do processo de imagem térmica, na qual se realiza a simulação física para a estimação das temperaturas desejadas.

A seguir serão mostrados os métodos utilizados para a estimação das temperaturas no interior do transformador.

### ***3.2 Processos para a obtenção das temperaturas internas do transformador***

Como citado anteriormente, o processo de obtenção das temperaturas no interior do transformador de potência pode ser realizado de diversas maneiras. A seguir serão demonstrados os métodos atualmente empregados para esta obtenção.

#### ***3.2.1 Processo utilizado para obtenção de temperatura por Imagem Térmica:***

Este é o processo utilizado para a obtenção das temperaturas no interior do transformador mais empregado no mundo. Trata-se da tentativa de se simular fisicamente o processo de aquecimento ocorrido no interior do transformador.

A Figura 3.1 mostra um esquema do método de imagem térmica. Nesse processo utiliza-se um bulbo (A1) capilar que entra em contato com o óleo no topo do transformador. Este bulbo quando aquecido faz com que o líquido no seu interior sofra dilatação, provocando o movimento do indicador de temperatura conectado na extremidade do capilar. Este simples processo faz com que se obtenha a temperatura de topo do óleo.

Para a obtenção da temperatura do enrolamento faz-se uma simulação física do processo de aquecimento do enrolamento (E), utilizando para isto bulbos compensadores (A2 e A3) que são aquecidos por meio de uma resistência elétrica (B), por onde flui uma corrente proporcional a do enrolamento (obtida pelo TC instalado na bucha do transformador). Estes bulbos quando aquecidos fazem com que o líquido no seu interior dilate. Esta dilatação é feita de maneira a compensar a diferença entre a temperatura de topo do óleo e a do enrolamento, levando em consideração a corrente que passa pelo enrolamento. As características para a individualização dos equipamentos são feitas com o ajuste do potenciômetro D (Catálogo RECORDSA, 2004).

Assim a indicação do medidor é uma projeção da temperatura do ponto mais quente do enrolamento. O ponteiro indicador de cor mais escura (Figura 3.2)

guarda a informação de qual a máxima temperatura de trabalho atingida desde a última verificação.

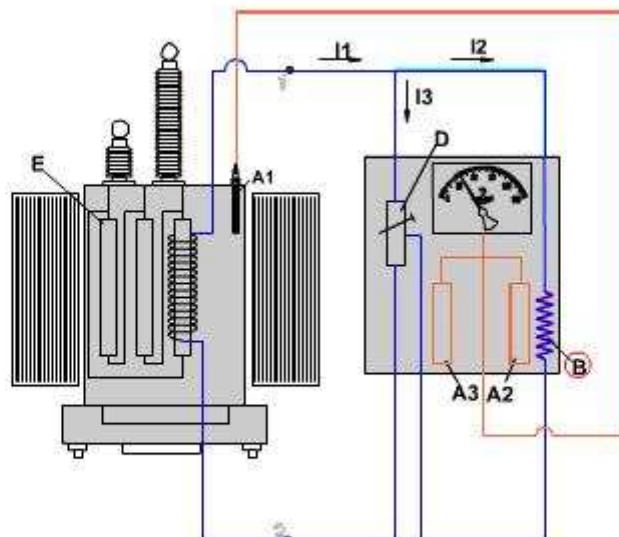


Figura 3.1 – Esquema da imagem térmica (CATÁLOGO: RECORDSA, 2004)

Este método de medição indireta da temperatura do enrolamento pode ser facilmente classificado como conservador já que não distingue facilmente as classes e tipos de transformador e não considera os aspectos singulares dos modelos destes equipamentos. Esta tentativa de individualização dos equipamentos a partir do potenciômetro é feita pela experiência do fabricante.

A Figura 3.2 (Catalogo RECORDSA, 2004) mostra um modelo de medidor de temperatura do topo do óleo (a) e um medidor de temperatura do enrolamento por imagem térmica (b).

Os modelos dos medidores podem variar de fabricante para fabricante, porém, o princípio básico de funcionamento é o mesmo.

Para transformadores novos, este sistema de medição de temperatura está sendo substituído por outros sistemas mais modernos, que utilizam processamento digital e integram as medidas diretamente com a rede de dados da subestação.



Figura 3.2 – Termômetros para medição da temperatura de topo de óleo (a) e temperatura do enrolamento (b). (CATÁLOGO: RECORDSA, 2004)

Uma variante do método da imagem térmica tradicional utiliza, no lugar de bulbo capilar e termômetro mecânico, medidores com microprocessamento (Figura 3.3; CATALOGO: TREETECH, 2004) eletrônico e sensores termoresistivos. Para a estimativa da temperatura do enrolamento são utilizadas rotinas de programação que calculam o gradiente suposto de temperatura entre o topo do óleo e o enrolamento utilizando também as informações de corrente. Estes processos de medição de temperatura incorporam como grande vantagem a simulação por meio eletrônico e não mais mecânico, eliminando a necessidade da existência de bulbos compensadores e resistência de aquecimento.

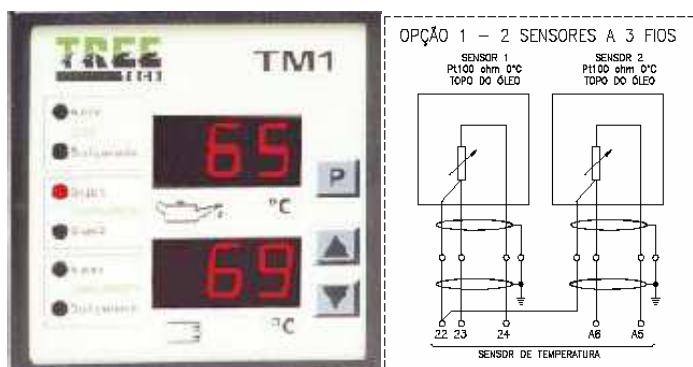


Figura 3.3 – Mostrador digital e esquema de ligação dos medidores de temperatura de óleo do tipo PT100 (CATÁLOGO: TREETECH, 2004)

Outra maneira para se obter os valores das temperaturas internas do transformador de potência pode ser encontrada na recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995, a qual será detalhada mais a frente no item 3.3.

### 3.2.2 *Processo utilizado para a obtenção da temperatura interna por meio de fibra ótica*

O processo de obtenção da temperatura interna com a utilização de fibras óticas é uma tentativa de se obter a medida de temperatura no interior do enrolamento de maneira direta. Este tipo de medição é baseado na teoria de reflexão de ondas de luz. Com a utilização de um dispositivo eletrônico, um feixe de luz é emitido através da fibra ótica que se encontra em contato com o material aquecido. Como existe uma dependência entre o tempo de reflexão e a atenuação da onda com a densidade da mesma, pode-se obter a temperatura em que se encontra a fibra ótica, e conseqüentemente a temperatura do corpo em contato com a fibra. Este método pode ser considerado como novo já que sua aplicação ainda é feita em escala de testes, conforme mostrado por SANDHU (2004).



### **3.3 *Recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995 (Rev. 1-2002) - Recomendações gerais para o carregamento de transformadores de distribuição e de potência da classe de 65°C imersos em óleo mineral.***

#### **3.3.1 *Introdução***

O problema de carregamento de transformadores em condições acima das especificadas em placa tem sido grandemente discutido nas últimas décadas. Esta necessidade começou a ocorrer devido à falta de investimentos no Setor Elétrico e as políticas operacionais terem sido modificadas devido a restrições impostas pelos órgãos reguladores do sistema.

No intuito de diminuir as condições de risco quanto à operação dos transformadores, vários estudos têm sido feitos e alguns estão reunidos na IEEE C57.91 (IEEE, 1995) e sua correção 1 (IEEE, 2002) que têm o intuito de mostrar os riscos provenientes da operação destes equipamentos em condições fora das especificadas em placa.

A norma brasileira que aborda o assunto é a NBR 5416 que adota o modelo proposto no item 7 de recomendação IEEE C57.91 (1995).

Algumas definições são apresentadas abaixo para auxiliar a compreensão:

**Fator de aceleração de envelhecimento:** quando se opera o transformador com temperaturas do ponto mais quente (“hot-spot”) acima das estipuladas como nominais (para a classe de 65°C a temperatura do ponto quente é 110°C), o fator de aceleração de envelhecimento é maior que 1. Para temperaturas do ponto mais quente menores que as especificadas em norma o fator de aceleração de envelhecimento é menor que 1. Este fator é aplicado para o cálculo da estimativa de vida útil do transformador.

**Fluxo dirigido:** Indica que a maior parte do fluxo de óleo de retorno dos trocadores de calor ou radiadores é direcionado de forma a incidir diretamente entre os enrolamentos do equipamento, por meio dos chamados dutos de refrigeração e canaletas previamente construídas para este fim.

**Fluxo não-dirigido:** Indica que o óleo dos trocadores de calor não é forçado através dos enrolamentos, ou seja, o retorno é feito livremente no tanque. Este

equipamento não possui os dutos forçando o óleo sobre o enrolamento como no caso do de fluxo dirigido.

Percentual de perda de vida útil: Envelhecimento equivalente em horas na temperatura do ponto mais quente de referência sobre um período de tempo (normalmente 24 horas) vezes 100, dividida pelo envelhecimento normal em horas na temperatura do ponto mais quente de referência.

Vida da isolação do Transformador: é o tempo total entre o estado inicial em que o isolação é considerada nova e o estado final, causado tanto por desgaste do dielétrico, desgaste por curto-circuito ou movimentos mecânicos, que podem ocorrer em operação normal e que causem uma falha elétrica.

### 3.3.2 Cálculo da temperatura do ponto mais quente de acordo com a IEEE C57.91 de 1995

As equações ( 3.1) a ( 3.35) se referem ao equacionamento proposto pelo Anexo G da recomendação C57.91 (1995), adotadas a partir do trabalho de PIERCE (1994).

O cálculo da temperatura do ponto mais quente pode ser analisado como sendo composto de parcelas distintas, como descrito a seguir.

$$\Theta_H = \Theta_A + \Theta_{BO} + \Delta\Theta_{WO/BO} + \Delta\Theta_{H/WO} \quad (3.1)$$

Onde,

$\Theta_H$ , Temperatura do ponto mais quente do enrolamento, [°C].

$\Theta_A$ , Temperatura ambiente, [°C].

$\Theta_{BO}$ , Temperatura do fluido no fundo do tanque do equipamento, [°C].

$\Delta\Theta_{WO/BO}$ , Diferença entre a temperatura do ponto mais quente no óleo e a temperatura do óleo no fundo do tanque, [°C].

$\Delta\Theta_{H/WO}$ , Diferença entre a temperatura do ponto mais quente nos enrolamentos e o ponto mais quente no óleo, [°C].

Observa-se que a norma considera para o cálculo da temperatura do ponto quente do enrolamento vários fatores que são somados à temperatura ambiente. Pode-se estudar a influência de todos estes parâmetros separadamente. A seguir

será mostrado como se pode obter cada um dos parâmetros da equação ( 3.1), de acordo com a recomendação técnica em questão.

$$\Theta_{BO} = \Theta_{AO} - \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.2)$$

$$\Theta_{TO} = \Theta_{AO} + \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.3)$$

Onde,

$\Theta_{TO}$ , Temperatura do fluido no topo do tanque do equipamento, [°C].

$\Theta_{AO}$ , Temperatura média do fluido no tanque e no radiador, [°C].

$\Delta\Theta_{T/B}$ , Diferença entre a temperatura do óleo no topo do tanque e a temperatura do óleo no fundo do tanque, [°C].

### 3.3.3 Cálculo da temperatura média do enrolamento

Para o cálculo da temperatura média do enrolamento faz-se inicialmente o cálculo da quantidade de calor gerado no mesmo como mostrado na equação ( 3.4) a seguir:

$$Q_{GEN,W} = K^2 \left[ P_W K_W + \frac{P_E}{K_W} \right] \Delta t \quad (3.4)$$

Onde,

$$K_W = \frac{\Theta_{W,l} + \Theta_K}{\Theta_{W,R} + \Theta_K} \quad (3.5)$$

$Q_{GEN,W}$ , Calor gerado pelos enrolamentos, [W-min]

$K$ , Carga em [p.u. de MW]

$P_W$ , Perdas ativas ( $I^2R$ ) no enrolamento à carga nominal, [W]

$P_E$ , Perdas por correntes parasitas nos enrolamentos à carga nominal, [W]

$K_W$ , Correção de temperatura para as perdas nos enrolamentos.

$\Delta t$ , intervalo de tempo considerado para incremento, [min.]

$\Theta_K$ , fator de temperatura para correção da resistência.

$\Theta_{W,n}$ , temperatura média do enrolamento no instante de tempo  $n$  ( $n=R$  indica carga nominal), [°C.]

Para AO (refrigeração natural normal), FA (ar forçado) e NDFOA (óleo forçado e ar forçado sem fluxo dirigido) a quantidade de calor perdida para o ambiente é a seguinte:

$$Q_{LOST,W} = \left( \frac{\Theta_{W,1} - \Theta_{DAO,1}}{\Theta_{W,R} - \Theta_{DAO,R}} \right)^{5/4} \left( \frac{\mu_{W,R}}{\mu_{W,1}} \right)^{1/4} (P_W + P_E) \Delta t \quad (3.6)$$

Onde:

$\Theta_{DAO,n}$ , temperatura média do fluído nos dutos de refrigeração no instante de tempo n (n=R indica carga nominal), °C.

$\mu_{W,1}$ , viscosidade do fluido para a temperatura média dos enrolamentos no instante de tempo 1, [centiPoise (cP)]

A viscosidade  $\mu$  é adotada para a temperatura igual a temperatura média do enrolamento mais a temperatura média do óleo dividida por dois.

Para DFOA (óleo forçado e ar forçado com fluxo dirigido sobre os enrolamentos) a quantidade de calor perdida é a seguinte:

$$Q_{LOST,W} = \left( \frac{\Theta_{W,1} - \Theta_{DAO,1}}{\Theta_{W,R} - \Theta_{DAO,R}} \right) (P_W + P_E) \Delta t \quad (3.7)$$

A massa e a capacitância térmica dos enrolamentos podem ser obtidos pela curva de aquecimento realizada no ensaio de aquecimento de fábrica do equipamento ou pode-se utilizar valores aproximados. Para a determinação da constante de tempo para o aquecimento ou para a refrigeração pode-se utilizar as seguintes equações:

$$M_W C_{p_W} = \frac{(P_W + P_E) \tau_w}{\Theta_{W,R} - \Theta_{DAO,R}} \quad (3.8)$$

$M_W$ , Massa dos enrolamentos, [lb]

$C_{p_W}$ , calor específico do material do enrolamento, [W-min/lb°C]

$\tau_w$ , constante de tempo do enrolamento, [min].

A temperatura média no enrolamento no tempo  $t=t_2$  é

$$\Theta_{W,2} = \frac{Q_{GEN,W} - Q_{LOST,W} + M_W C_{p_W} \Theta_{W,1}}{M_W C_{p_W}} \quad (3.9)$$

### 3.3.4 Aumento da temperatura do óleo no duto do enrolamento em relação a temperatura de fundo do óleo

$$\Delta\Theta_{DO/BO} = \Theta_{TDO} - \Theta_{BO} = \left[ \frac{Q_{LOST,W}}{(P_W + P_E)\Delta t} \right]^x (\Theta_{TDO,R} - \Theta_{BO,R}) \quad (3.10)$$

$x = 0,5$  para OA, FA e NDFOA; 1 para DFOA (valores empíricos);

$\Delta\Theta_{DO/BO}$ , diferença entre a temperatura do fluido do topo do duto e a temperatura do fundo, [°C].

$\Theta_{TDO}$ , Temperatura do fluido no topo do duto, [°C].

Para OA, FA e DFOA a temperatura no topo do duto é igual à temperatura de topo do óleo do tanque à carga nominal. Para NDFOA, se a temperatura do topo do óleo no duto não é conhecida, pode-se assumir como sendo aproximadamente igual à temperatura média do enrolamento à carga nominal.

O ponto mais quente do enrolamento não está localizado no seu topo. Então

$\Delta\Theta_{WO/BO}$  : é dado por (3.11):

$$\Delta\Theta_{WO/BO} = H_{HS} (\Theta_{TDO} - \Theta_{BO}) \quad (3.11)$$

$H_{HS}$ , altura da localização do ponto quente em p.u. sobre a altura do enrolamento (supostamente conhecida).

$$\Theta_{WO} = \Theta_{BO} + \Delta\Theta_{WO/BO} \quad (3.12)$$

Quando a temperatura no duto do óleo é menor que a temperatura do topo (no caso da retirada de carga do equipamento), deve-se assumir esta igual à temperatura do topo, desde que a parte superior do enrolamento esteja em contato com o óleo mais quente do topo. A equação então fica a seguinte:

$$\Theta_{TDO} < \Theta_{TO}, \text{ Então: } \Theta_{WO} = \Theta_{TO} \quad (3.13)$$

### 3.3.5 Temperatura do ponto mais quente do enrolamento:

Para considerar o aquecimento adicional gerado no ponto quente, é necessário fazer a correção das perdas no enrolamento da temperatura média do enrolamento para a temperatura do ponto mais quente por meio da seguinte equação:

$$P_{HS} = \left( \frac{\Theta_{H,R} + \Theta_K}{\Theta_{W,R} + \Theta_K} \right) P_W \quad (3.14)$$

$P_{HS}$ , Perdas ativas à carga nominal à temperatura do ponto quente à carga nominal, W.

$$P_{EHS} = E_{HS} P_{HS} \quad (3.15)$$

$P_{EHS}$ , Perdas das correntes parasitas à carga nominal à temperatura do ponto quente na carga nominal, W.

$E_{HS}$ , Perdas por correntes parasitas na posição do ponto quente no enrolamento, em p.u. das perdas ativas.

Se  $E_{HS}$  não é conhecido, pode ser estimado. Seu valor pode ser igual ou maior que  $P_{E,R}$  dividido por  $P_{W,R}$ .

$$Q_{GEN,HS} = K^2 \left( P_{HS} K_{HS} + \frac{P_{EHS}}{K_{HS}} \right) \Delta t \quad (3.16)$$

onde,

$$K_{HS} = \frac{\Theta_{H,1} + \Theta_K}{\Theta_{H,R} + \Theta_K} \quad (3.17)$$

Para os modos de refrigeração OA, FA e NDFOA, a perda de aquecimento no ponto mais quente é obtida por:

$$Q_{LOST,HS} = \left( \frac{\Theta_{H,1} - \Theta_{WO}}{\Theta_{H,R} - \Theta_{WO,R}} \right)^{5/4} \left( \frac{\mu_{HS,R}}{\mu_{HS,1}} \right)^{1/4} (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (3.18)$$

Para o modo de refrigeração DFOA tem-se a seguinte equação

$$Q_{LOST,HS} = \left( \frac{\Theta_{H,1} - \Theta_{WO}}{\Theta_{HS,R} - \Theta_{WO,R}} \right) (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (3.19)$$

A temperatura do ponto quente do enrolamento no instante de tempo  $t_2$  é:

$$\Theta_{H,2} = \frac{Q_{GEN,HS} - Q_{LOST,HS} + M_W C p_W \Theta_{H,1}}{M_W C p_W} \quad (3.20)$$

### 3.3.6 Temperatura média do óleo

O calor perdido pelos enrolamentos para o óleo nos dutos mais o calor gerado no núcleo e pelas perdas estáticas (perdas nas conexões, cabeça de bobinas, parafusos, Foucault no tanque, etc) é absorvido pelo volume de óleo no tanque e dissipado nos radiadores para o ar do ambiente. A sobre-excitação durante o ciclo de carga aumenta as perdas no núcleo. A geração de calor obtida no núcleo é obtida então pelas seguintes equações:

Para o transformador operando com a tensão nominal (excitação nominal):

$$Q_C = P_{C,R} \Delta t \quad (3.21)$$

$P_{C,R}$ , perdas à vazio no núcleo, W

Para o transformador operando com tensão acima da nominal (sobre-excitação):

$$Q_C = P_{C,OE} \Delta t \quad (3.22)$$

$P_{C,OE}$ , perdas no núcleo à carga nominal com sobre-excitação, W

O calor gerado pelas perdas estáticas é obtido por:

$$Q_S = \left[ \frac{K^2 P_S}{K_W} \right] \Delta t \quad (3.23)$$

A correção de temperatura  $K_w$  para as perdas estáticas foi apresentada no início desta discussão (equação (3.5)). Considera-se que a temperatura das partes estruturais é a mesma que a temperatura média do enrolamento.

O calor perdido para o óleo é obtido pelas seguintes equações:

$$P_T = P_W + P_E + P_S + P_C \quad (3.24)$$

$$Q_{LOST,O} = \left[ \frac{\Theta_{AO,1} - \Theta_{A,1}}{\Theta_{AO,R} - \Theta_{A,R}} \right]^{1/y} P_T \Delta t \quad (3.25)$$

y, constante empírica (0,8 a 1,0);

Para se obter o peso do núcleo ( $M_{CORE}$ ) é necessário subtrair o peso dos enrolamentos ( $M_W$ ) do peso total do núcleo ( $M_{CC}$ ), a partir dos documentos fornecidos pelo fabricante.

$$M_W = \frac{M_W C_{p_W}}{C_{p_W}} \quad (3.26)$$

$$M_{CORE} = M_{CC} - M_W \quad (3.27)$$

$$\sum MCp = M_{TANK} C_{p_{TANK}} + M_{CORE} C_{p_{CORE}} + M_{OIL} C_{p_{OIL}} \quad (3.28)$$

$\sum MCp$ , somatório das massa vezes o calor específico; [kg.cal]

A temperatura no instante  $t_2$  é:

$$\Theta_{AO,2} = \frac{Q_{LOST,W} - Q_S + Q_C - Q_{LOST,O} + (\sum MCp) \Theta_{AO,1}}{\sum MCp} \quad (3.29)$$

O calor perdido pelo enrolamento para o óleo é fornecido pelas equações ( 3.18) e ( 3.19) no início do capítulo.

### 3.3.7 Temperaturas do óleo no topo e no fundo do tanque

$$\Delta \Theta_{T/B} = (\Theta_{TO} - \Theta_{BO}) = \left[ \frac{Q_{LOST,O}}{P_T \Delta t} \right]^z (\Theta_{TO,R} - \Theta_{BO}) \quad (3.30)$$

$z = 0,5$  para AO e FA;  $1,0$  para NDFOA e DFOA (valor obtido empiricamente);

O calor perdido para o óleo,  $Q_{LOST,O}$  foi obtido pela aplicação da equação ( 3.25). As temperaturas de topo e de fundo do óleo são obtidas pelas equações seguintes:



$$\Theta_{BO} = \Theta_{AO} - \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.31)$$

$$\Theta_{TO} = \Theta_{AO} + \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.32)$$

### 3.3.8 Requisitos de estabilidade

Para AO, FA e NDFOA o sistema de equações é estável se os seguintes requisitos forem atendidos:

$$\frac{\tau_W}{\Delta t} > \left( \frac{\Theta_{W,1} - \Theta_{DAO,1}}{\Theta_{W,R} - \Theta_{DAO,R}} \right)^{1/4} \left( \frac{\mu_{W,R}}{\mu_{W,1}} \right)^{1/4} \quad (3.33)$$

$$\frac{\tau_W}{\Delta t} > \left( \frac{\Theta_{H,1} - \Theta_{WO}}{\Theta_{H,R} - \Theta_{WO,R}} \right)^{1/4} \left( \frac{\mu_{HS,R}}{\mu_{HS,1}} \right)^{1/4} \quad (3.34)$$

e para DFOA

$$\frac{\tau_W}{\Delta t} > 1 \quad (3.35)$$

Todas as considerações realizadas anteriormente podem ser aplicadas também em transformadores com refrigeração por trocadores de calor com o meio refrigerante sendo a água, faz-se necessário somente um cuidado na consideração das constantes utilizadas.

### 3.4 Considerações sobre o método proposto pela IEEE C57.91 de 1995

Observando-se cuidadosamente as equações anteriormente mostradas pode-se chegar às conclusões obtidas por PETERCHUCK & PAHWA (2002), que demonstraram a influência dos parâmetros empíricos (variáveis x, y e z mostradas nas equações (3.10), (3.25) e (3.30), respectivamente) no resultado da estimativa de temperaturas. Uma escolha inapropriada destes parâmetros pode fazer com que o resultado se desvie em demasia do real.

Outra demonstração da fragilidade dos métodos propostos na recomendação IEEE C57.91 (1995), foi obtida por DUPONT & CHAVES (1999), que quantificaram o erro para um determinado equipamento analisado, através da

modelagem proposta no item 7 da recomendação e obtiveram um desvio de até 20°C para condições de carga pouco acima das nominais.

O desenvolvimento de métodos que reflitam melhor as condições de temperatura internas ao transformador é essencial já que a limitação da carga dos transformadores ocorre simplesmente pela limitação térmica do ponto quente do mesmo (se for a classe de 65°C a temperatura limite é 110°C no ponto quente e se for para a classe de 55°C a temperatura limite é de 95°C no ponto quente de acordo com a IEEE C57.91 de 1995). Assim, a limitação de carregamento pode ser modificada se obtivermos um melhor acompanhamento da temperatura do transformador, podendo em alguns casos haver o aumento na aplicação da carga sobre o equipamento.

### ***3.5 Modelo matemático melhorado para a obtenção das grandezas de temperatura internas ao transformador***

Na tentativa de se obter uma melhora no retrato das temperaturas internas do transformador introduz-se o acréscimo de algumas variáveis não tratadas no caso do modelo apresentado pela IEEE C57.91 (1995).

A seguir será demonstrada a formulação proposta neste trabalho para o problema de elevação de temperatura.

Esta formulação é elaborada partindo da análise do processo físico de traça de calor do equipamento que é regido pelas leis da termodinâmica clássica.

#### ***3.5.1 Modelo térmico do transformador de potência***

O modelo a seguir demonstra, por meio da utilização das leis da termodinâmica de conservação de calor e massa como ocorre o aumento de temperatura no interior do transformador. Pode-se aplicar a lei da conservação de energia (1º lei da termodinâmica) que explicita o seguinte postulado, conforme mostrado em ROLLE (1999), a variação entre a energia absorvida pelo sistema e a energia perdida pelo sistema é igual a energia retida pelo sistema.

$$E_{IN} - E_{OUT} = \Delta E_{SISTEMA} \quad (3.36)$$

sendo,

$E_{IN}$ , energia que entra no sistema;

$E_{OUT}$ , energia que sai do sistema;

$\Delta E_{SISTEMA}$ , energia remanescente ao sistema;

Como no transformador de potência o trabalho realizado pelo sistema é considerado nulo, pois somente existe a dissipação das perdas no equipamento e não existe nenhuma forma de trabalho associada, pode-se escrever a seguinte equação:

$$Q_T - W_T = \Delta E_{SISTEMA} \quad (3.37)$$

Sendo,

$Q_T$ , Quantidade de energia total remanescente ao sistema (transformador) em um determinado período de tempo;

$W_T$ , Trabalho realizado em um determinado período de tempo;

Como o trabalho realizado é igual a zero,

$$W_T = 0$$

Então a expressão fica como sendo a seguinte:

$$Q_T = \Delta E_{SISTEMA} \quad (3.38)$$

Assumindo que a quantidade de calor do sistema é definida da seguinte forma:

$$Q = \begin{cases} + = \text{calor que entra no sistema} \\ - = \text{calor que sai do sistema} \end{cases}$$

A Figura 3.4 mostra o esquema dos fluxos de calor para um transformador de potência. Neste equipamento a geração de calor está concentrada na parte ativa enquanto que a dissipação para o ambiente é feito através dos radiadores (ou trocadores) e das paredes do tanque do transformador.

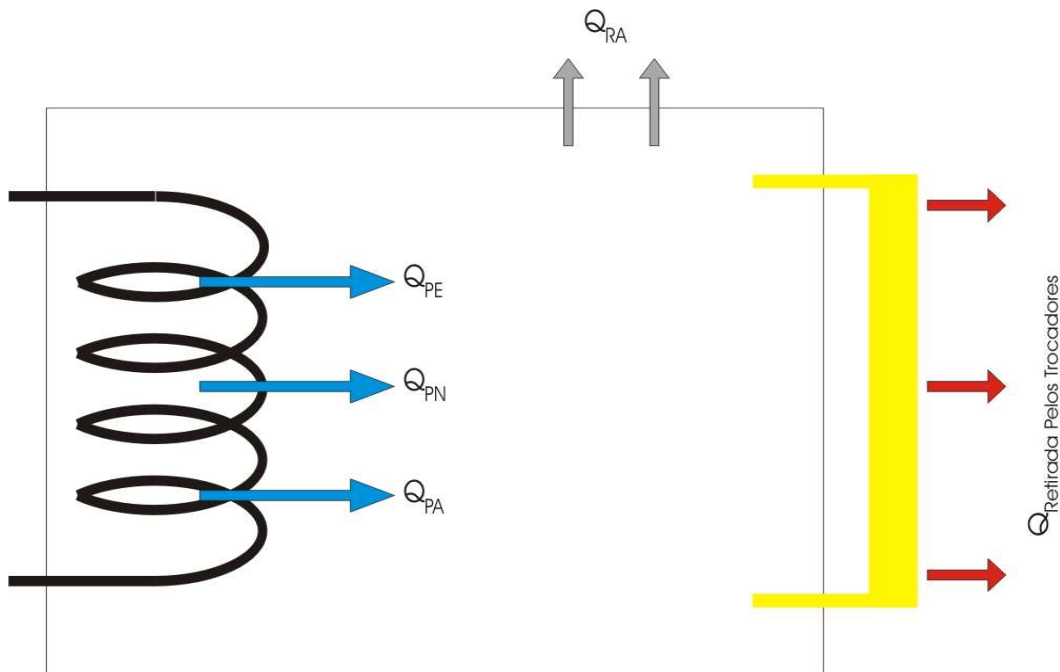


Figura 3.4 - Fluxos de calor no transformador de potência

Pode-se escrever a equação para a quantidade de energia absorvida pelo sistema em um determinado instante de tempo:

$$Q_T = Q_O + Q_E + Q_{PE} + Q_{PN} + Q_{PA} + Q_{RT} - Q_{ET} - Q_{RA} \quad (3.39)$$

$Q_O$ , quantidade de calor presente no óleo devido a sua temperatura inicial;

$Q_E$ , quantidade de calor presente no enrolamento devido a sua temperatura inicial;

$Q_{PE}$ , Quantidade de calor gerada pelas perdas no enrolamento em um determinado período de tempo;

$Q_{PN}$ , Quantidade de calor gerada pelas perdas no núcleo em um determinado período de tempo;

$Q_{PA}$ , Quantidade de calor gerada pelas perdas adicionais em um determinado período de tempo (cabeças de bobinas, Foucault no tanque, conexões, etc);

$Q_{RT}$ , quantidade de calor retornada pelo sistema de refrigeração em um determinado período de tempo;

$Q_{ET}$ , quantidade de calor enviada ao sistema de refrigeração em um determinado período de tempo;

$Q_{RA}$ , quantidade de calor retirada devido a perda para o ambiente;

Estudando separadamente os membros da equação, tem-se:

$$Q_O = m_O \cdot c_O \cdot T_{O,I} \quad (3.40)$$

$m_O$ , massa do óleo isolante [kg];

$c_O$ , calor específico do óleo isolante [cal/°C];

$T_{O,I}$ , temperatura inicial do óleo isolante [°C].

$$Q_E = m_E \cdot c_E \cdot T_{E,I} \quad (3.41)$$

$m_E$ , massa do enrolamento [kg];

$c_E$ , calor específico do enrolamento [cal/°C];

$T_{E,I}$ , temperatura inicial do enrolamento [°C].

Estas equações demonstram a quantidade de calor presente no equipamento quando a temperatura está estabilizada.

Como termos variantes com o tempo obtemos as seguintes equações

$$Q_{PE} = P_{EN} \cdot \frac{0,86}{3600} \cdot \left( \frac{I_T}{I_N} \right)^2 \quad (3.42)$$

$\Delta t$ , intervalo de tempo considerado [s];

$I_T$ , Corrente de trabalho atual do transformador de potência [pu];

$I_N$ , Corrente de trabalho nominal do transformador de potência [pu];

$P_{EN}$ , Perdas no enrolamento a potência nominal [W];

$Q_{PE}$ , Quantidade de calor gerada no transformador devido às perdas no enrolamento (gerado pelas perdas Joule)[kg.cal/s].

A quantidade de calor proveniente das perdas ativas do transformador ( $Q_{PE}$ ) varia principalmente com a carga do equipamento, ou seja, de acordo como as correntes do primário e do secundário do transformador, a mudança dos taps do equipamento têm a influência de retirar ou introduzir uma quantidade de enrolamento conectado ao sistema, este fator será estudado posteriormente.

Podemos também analisar a quantidade de calor gerada pelas perdas no núcleo do equipamento como sendo:

$$Q_{PN} = P_{NN} \cdot \frac{0,86}{3600} \cdot \left( \frac{V_T}{V_N} \right)^2 \quad (3.43)$$

$V_T$ , Tensão de trabalho atual do transformador de potência [pu];

$V_N$ , Tensão de trabalho nominal do transformador de potência [pu];

$P_{NN}$ , Perdas no núcleo a potência nominal [W];

$Q_{PN}$ , Quantidade de calor gerada no transformador devido às perdas no núcleo [kg.cal/s]

A quantidade de calor gerada no núcleo ( $Q_{PA}$ ) depende da excitação do transformador, para diferentes níveis de excitação teremos diferentes quantidades de calor geradas no transformador.

Definindo:

$$Q_{PA} = 0,15.Q_{PN} \quad (3.44)$$

O valor 0,15 utilizado na composição da equação ( 3.44) é utilizado por LESIEUTRE (1997).

A quantidade de calor perdida ao meio externo e aos trocadores de calor depende basicamente da diferença entre as temperaturas dos fluídos envolvidos no processo. No caso de se utilizarem trocadores de calor, a temperatura para o meio refrigerante depende da água, enquanto que para os radiadores a temperatura depende da ambiente.

Então a quantidade de calor enviada ao trocador fica como sendo

$$Q_{ET} = v_O \cdot \rho_O \cdot c_O \cdot T_{O,ET} \quad (3.45)$$

$v_O$ , vazão do óleo na entrada do trocador ou radiador [ $m^3/s$ ];

$c_O$ , calor específico do óleo [cal/°C];

$\rho_O$ , densidade do óleo [ $kg/m^3$ ];

$T_{O, ET}$ , Temperatura do óleo na entrada dos trocadores de calor ou radiadores [°C]

A quantidade de calor retornada do trocador é a seguinte:

$$Q_{RT} = v_O \cdot \rho_O \cdot c_O \cdot T_{O,RT} \quad (3.46)$$

$T_{O, RT}$ , Temperatura do óleo na saída dos trocadores de calor ou radiadores [°C]

Para a medição da quantidade de calor perdida para o ambiente deve-se levar em conta a temperatura ambiente no momento da medida, e não a temperatura média, como é feito pela IEEE C57.91, a qual utiliza a temperatura média histórica.

$$Q_{RA} = A_T \cdot r_T \cdot (\bar{T}_O - T_A) \quad (3.47)$$

$A_T$ , área da superfície de contato do tanque do transformador [ $m^2$ ]

$r_T$ , índice composto entre convecção e radiação do tanque [cal/( $m^2 \cdot s \cdot ^\circ C$ )]

$T_O$ , temperatura média do óleo no tanque do transformador [°C];

$T_A$ , temperatura ambiente medida no intervalo de tempo considerado [°C];

O cálculo de  $r$  é feito utilizando a equação ( 3.48)

$$r_{material} = \frac{k_{material} \cdot A_{contato}}{\text{espessura do material (m)}} + h_{material} \cdot A_{contato} \quad (3.48)$$

$k_{material}$ : condutividade térmica do material [cal/(m<sup>2</sup>.s.(°C/m))]

$h_{material}$ : coeficiente de convecção, [cal/(m<sup>2</sup>.s.(°C))]

$A_{contato}$ : área em que existe contato para a troca de calor (m<sup>2</sup>);

Com a utilização das equações anteriores obtém-se a quantidade de calor total gerada no transformador de potência, resta ainda realizar a distribuição das temperaturas entre as partes do transformador.

Cálculo das temperaturas do transformador.

Após o cálculo das quantidades de calor geradas no interior do transformador deve-se agora realizar o cálculo da elevação da temperatura do enrolamento e do óleo do equipamento. Este cálculo pode ser feito da seguinte forma:

- Inicialmente calcular a quantidade de calor total restante no transformador;
- De acordo com as constantes de tempo térmicas dos materiais envolvidos, realizar a distribuição destas quantidades de calor entre as partes que compõem o transformador;
- Calcular a elevação de temperatura para cada parte em separado.

Cálculo da temperatura do enrolamento

Conforme a geometria do enrolamento pode-se haver variação na quantidade de espiras sobrepostas, dependendo desta sobreposição haverá um aumento da constante de tempo térmica do enrolamento. Este aumento reflete o tempo gasto para que haja a liberação do calor gerado no seu interior para o óleo.

Assim, dependendo da configuração dos pacotes de bobinas, pode-se calcular a temperatura média da mesma como sendo:

$$T_{E,2} = \frac{Q_T + Q_E}{m_E \cdot c_E} \quad (3.49)$$

Onde  $T_{E,2}$  é a temperatura do enrolamento após o intervalo de tempo considerado.

Esta temperatura não reflete com exatidão o valor de temperatura do enrolamento, porém dá uma idéia do valor médio da temperatura do mesmo.

E a temperatura do óleo pode ser obtida da seguinte forma:

$$T_{O,2} = \frac{Q_T + Q_O}{m_O \cdot c_O} \quad (3.50)$$

Onde  $T_{O,2}$  é a temperatura do enrolamento após o intervalo de tempo considerado

Também pode ser vista como a temperatura média do óleo.

### 3.5.2 Metodologia proposta para o cálculo do aquecimento do óleo do transformador

Apesar de se obter o modelo detalhado do transformador para a representação estática em regime permanente, deve-se adequá-lo somente para retratar o aquecimento do óleo, para que se possa utilizá-lo para a obtenção da dinâmica de troca de calor envolvida:

$$Q_O(t) = (Q_{PE}(t) + Q_{PA}(t) + Q_{PN}(t)) \times \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_o}}\right) + Q_{RT}(t) - Q_{ET}(t) - Q_{RA}(t) \quad (3.51)$$

$\tau_o$ : constante de tempo da dinâmica térmica da temperatura de topo de óleo [s];

A introdução do termo  $\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_o}}\right)$  na equação (3.39) resulta na (3.51) e é

utilizada para a consideração da dinâmica térmica existente entre o calor gerado pela dissipação das perdas e a elevação da temperatura de topo do óleo.



$$Q_{PE}(t) = P_{EN} \cdot \frac{0,86}{3600} \left( \frac{I_T}{I_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad (3.52)$$

$$Q_{PN}(t) = P_{NN} \cdot \frac{0,86}{3600} \left( \frac{V_T}{V_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad (3.53)$$

$$Q_{PA}(t) = 0,15 \cdot Q_{PN}(t) \quad (3.54)$$

$$Q_{ET}(t) = v_O \cdot \rho_O \cdot c_O \cdot T_{O,ET} \cdot \Delta t \quad (3.55)$$

$$Q_{RT}(t) = v_O \cdot \rho_O \cdot c_O \cdot T_{O,RT} \cdot \Delta t \quad (3.56)$$

$$Q_{RA}(t) = A_{r_T} \cdot (\bar{T}_O - T_A) \cdot \Delta t. \quad (3.57)$$

Utilizando a mesma consideração, para o cálculo da elevação de temperatura do enrolamento temos a equação:

$$Q_E(t) = Q_{PE}(t) \times \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_E}} \right) - Q_{EO}(t) \quad (3.58)$$

$Q_E(t)$ : quantidade de calor no enrolamento [kg.cal]

$Q_{EO}(t)$ : quantidade de calor trocado entre o enrolamento e o óleo nos dutos [kg.cal]

$\tau_E$ : constante de tempo térmica do enrolamento, [s].

Assim, o cálculo da quantidade de calor trocado entre o óleo nos dutos é a seguinte:

$$Q_{EO}(t) = A_{CEO} \cdot r_E \cdot (T_E(t) - T_{OD}(t)) \quad (3.59)$$

$A_{CEO}$ , área da superfície de contato do enrolamento com óleo no interior dos trocadores [m<sup>2</sup>]

$r_E$ , índice composto entre convecção e radiação do tanque [cal/(m<sup>2</sup> .s .°C)]

$T_E(t)$ , temperatura média do enrolamento [°C];

$T_{OD}(t)$ , temperatura do óleo nos dutos no intervalo de tempo considerado [°C].

A fim de melhorar as estimativas de temperaturas no interior do enrolamento, divide-se este em regiões para o cálculo com quantidades de cobre igualmente distribuídas, como mostrado na Figura 4.3, no item 4.6.

Com esta consideração tem-se a seguinte modificação:

$$Q_E(t)_{REGIÃO} = \frac{Q_{PE}(t)}{\text{número de regiões}} \times \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_E}} \right) - Q_{EO}(t)_{REGIÃO} \quad (3.60)$$

$Q_E(t)_{REGIÃO}$  : quantidade de calor no enrolamento [

$Q_{EO}(t)_{REGIÃO}$ : quantidade de calor trocado entre o enrolamento e o óleo nos dutos [kg.cal]

$$Q_{EO}(t)_{REGIÃO} = \frac{A_{CEO}}{\text{número de regiões}} \cdot r_E \cdot (\overline{T_E}(t)_{REGIÃO} - \overline{T_{OD\ REGIÃO(n-1)}}) \quad (3.61)$$

A, área da superfície de contato do tanque do transformador [m<sup>2</sup>]

$r_E$ , índice composto entre convecção e radiação do enrolamento [cal/(m<sup>2</sup> .s .°C)]

$T_E(t)_{REGIÃO}$ , temperatura média do enrolamento para a região considerada[°C].

$T_{OD}(t)_{REGIÃO(n-1)}$ , temperatura do óleo nos dutos para a região subjacente à região considerada[°C].

Com esta divisão obtém-se um gradiente de aumento de temperatura do fundo do enrolamento para o topo, sendo que a temperatura das regiões serão diferentes uma das outras.

Para o caso da análise da 1<sup>a</sup> região (mais ao fundo do enrolamento), a temperatura de entrada é a temperatura da saída dos radiadores ( $T_{O, RT}$ ).

Cálculo da temperatura para o óleo e enrolamentos

A relação existente entre quantidade de calor de um determinado material e a sua temperatura é a mostrada pela equação ( 3.62):

$$C_{material} .dT = Q_{material}(t).dt \quad (3.62)$$

$C_{material}$  : Capacitância térmica do material em questão [cal/°C];

$Q_{material}(t)$ : Quantidade de calor do material;

Sendo  $C_{material}$  definido por:

$$C_{material} = M_{material} \cdot c_{esp-material} \quad (3.63)$$

$M_{material}$ : massa do material, [kg];

$c_{esp-material}$ : calor específico do material [cal/(kg.°C)].

Assim, caso se queira obter a variação da temperatura do tanque, por exemplo basta integrar a equação ( 3.62) entre intervalos de tempo  $t_1$  e  $t_2$ , como mostrado na equação

$$\int_{T_1}^{T_2} C_{\tan que} .dT = \int_{t_1}^{t_2} Q_{\tan que}(t).dt \quad ( 3.64)$$

$T_1$ , temperatura no instante de tempo inicial, [°C];

$T_2$ , temperatura no instante de tempo final, [°C];

$t_1$ , instante de tempo inicial, [s];

$t_2$ , instante de tempo final, [s];

Cálculo da temperatura do ponto mais quente para o enrolamento.

O cálculo do ponto mais quente para o enrolamento é feito com a análise simplificada do empacotamento dos condutores. A Figura 3.5 mostra o aspecto de um anel de condutores do enrolamento, a quantidade de fios de cobre empilhados e dispostos lado a lado depende das características de projeto. Neste caso, supõe-se que o ponto mais quente do enrolamento esteja situado no local indicado.

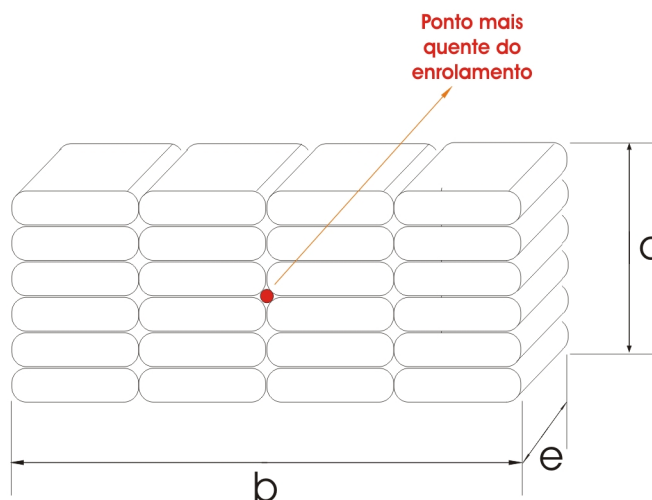


Figura 3.5 – Corte transversal do pacote de fios do enrolamento

Para a consideração de cálculo do ponto quente do enrolamento, utiliza-se a equação ( 3.65) para a quantidade de calor produzida no pacote de fios do enrolamento:

$$Q_{HS}(t) = k_{cobre} \cdot \frac{A_{cobre}}{\left(\frac{b}{2}\right)} (T_{HS}(t) - T_{OD}(t)) \quad (3.65)$$

$k_{cobre}$ , condutividade térmica do cobre,

$T_{HS}$ , temperatura do ponto quente, [°C];

$b$ , largura do pacote de fios de cobre, [m];

$A_{cobre}$ , área de contato entre o cobre e o óleo, [m<sup>2</sup>];

$$A_{cobre} = a.e \quad (3.66)$$

$a$ , altura do pacote de fios de cobre, [m];

$e$ , espessura da região utilizada para o cálculo, [m];

### 3.6 Conclusões

A modelagem térmica dos transformadores de potência é de grande importância para a operação de sistemas de energia. Isto ocorre pois a aplicação de carga nestes equipamentos é realizada respeitando os limites de aquecimento interno do transformador.

Assim, a estimação de temperaturas toma a importância de limitar o carregamento dos equipamentos de transformação, e o quanto mais realista for a estimação da temperatura, maior o controle sobre o equipamento.

A tentativa de estimação de temperaturas proposta pela recomendação IEEE C57.91 (1995) e sua correção 1 (2002) é grandemente utilizada pelas empresas do setor elétrico, porém sua aplicação nem sempre retrata com precisão aceitável os valores de temperatura no interior do transformador. Como consequência disto pode-se citar o sub ou o sobrecarregamento do transformador.

A maior dificuldade na aplicação desta recomendação advém da indisponibilidade de algumas grandezas com a localização do ponto quente ( $H_{HS}$ , equação (3.11)) ou do julgamento da utilização das grandezas empíricas também utilizadas na modelagem como as variáveis  $x$ ,  $y$  e  $z$  (equações (3.10), (3.25) e (3.30)).

Outros aspectos negativos da utilização desta abordagem são a desconsideração da variação da temperatura ambiente e da variação na eficiência térmica dos trocadores e radiadores, que são grandezas correlacionadas.

Assim, o método proposto (Item 3.5) elimina a necessidade de utilização de variáveis empíricas, utilizando dados facilmente obtidos a partir da documentação do equipamento, facilitando assim o processo de estimação de temperaturas.

Outro aspecto para a melhoria da estimação das temperaturas se refere à utilização do conceito de regiões para a modelagem de temperaturas do enrolamento, o que melhora significativamente a quantidade e qualidade de informações sobre este.

O Capítulo 5 mostra os resultados obtidos para as simulações utilizando o método proposto e a recomendação IEEE C57.91 (1995), juntamente com uma comparação entre estes.

## **4 CONDIÇÕES DE ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE**

### **4.1 Introdução**

Nos transformadores de potência a isolação das partes ativas, entre elas as bobinas, é feita com a utilização do papel impregnado com óleo. As vantagens que levam à sua utilização são o seu baixo custo e facilidade de manuseio, agregando as características necessárias para a realização da sua função.

Para a fabricação das bobinas, os fios de cobre são revestidos com o papel como isolante, para a utilização na parte ativa do enrolamento. Apesar desta tecnologia ser bastante empregada, algumas considerações devem ser verificadas para que haja um bom desempenho do sistema de isolação. As principais limitações se relacionam a temperatura de trabalho à qual o transformador pode ser submetido e conseqüentemente o papel (limitação proveniente da temperatura máxima de trabalho do papel isolante), condições de esforços mecânicos, teor de umidade presente no meio, etc.

Faltas no isolamento podem ocorrer de diversas formas distintas, dentre elas pode-se citar as mais comuns como sendo causadas pela diminuição da resistência mecânica do papel isolante. Este tipo de falta pode ocorrer devido a movimentações bruscas da parte ativa do transformador, degeneração natural do isolamento, degeneração acelerada devido a agentes externos, aquecimento demasiado em algumas partes da bobina, podendo levar ao sério comprometimento do transformador.

Uma preocupação inerente à aplicação do papel como isolante no interior do transformador se refere a conseguir estimar qual a vida útil remanescente desta isolação. Em condições nominais de operação o papel tem características que se comportam de forma previsível até o fim da sua vida útil, porém, na operação normal, não se consegue obter, de maneira satisfatória, quão perto se está do final da vida útil, devido a variação de carga, variação de temperaturas e agentes

externos. Isto ocorre pois a vida remanescente é influenciada pela variação destes parâmetros.

Assim, este capítulo mostra quais os esforços atualmente realizados para se estimar a vida útil remanescente do transformador de potência por meio da estimativa da vida do isolamento.

#### ***4.2 Tipos de papel utilizados para a isolação das partes ativas do transformador***

No mercado de matérias primas existe uma infinidade de opções de papéis para a isolação de condutores em aplicações envolvendo eletricidade. Dependendo da matéria prima utilizada e seu processo de fabricação pode-se obter diferentes composições de papel com diferentes características quando se objetiva sua aplicação (ZIRBES, 2003).

Assim, existe uma família de papéis produzidos simplesmente para o uso em transformadores de potência, com as características necessárias para a aplicação como material isolante, dentre os quais podemos citar os seguintes compostos celulósicos, de acordo com MILASCH (1984):

- Papel Kraft e papelão Kraft: feitos em sulfato de polpa de madeira obtida de coníferas ou outras árvores de madeira macia (SHUGG, 1995);
- Papel Manilha: feito em fibras de madeira e cânhamo;
- Pressboard: feito em papelão com fibra de algodão.
- Presspahn:

Como a principal característica destes materiais pode-se citar a sua alta resistência de isolamento quando seco (de 0,5% a 1,0% de umidade) e o fato de serem altamente higroscópicos (MILASCH, 1984).

De acordo com HARLOW (2004), poucas foram as modificações nas matérias primas utilizadas nos últimos 20 anos, sendo que as principais mudanças ocorreram na modernização dos processos de produção destas matérias, fazendo com que haja uma melhor confiança nos materiais utilizados e um melhor resultado na qualidade dos produtos.

O processo de obtenção destes papéis é similar (SHUGG,1995). Consiste basicamente na remoção de componentes da madeira utilizada, sendo estes principalmente pentoses e lignina. Pentoses são carboidratos complexos que ao sofrerem hidrólise se transformam em açúcar. A lignina é um polímero de estrutura amorfa que tem a finalidade de manter as fibras de celulose unidas. Após a retirada destes compostos, o restante do material é agitado em um tambor composto por uma parte fixa e outra móvel, ambas equipadas com lâminas. O tempo de agitação da mistura modifica as características que se deseja do papel, quanto mais tempo for agitada, maior a absorção de umidade do composto resultante.

Antes de se produzir a bobina de papel, a mistura é passada por um filtro e após por um ímã, onde são retidas as impurezas e quaisquer partículas metálicas. Após isto, o restante da mistura é passado por rolos e em seguida por tambores aquecidos com vapor, até que se atinja uma umidade presente no papel em torno de 5% (após a montagem e secagem da bobina, atinge um teor de umidade entre 0,5 e 1 %).

Assim, pode-se caracterizar o papel isolante não impregnado como sendo uma associação entre celulose e ar, sendo que sua densidade depende do processo de fabricação e qualidade do papel e suas matérias primas. Para exemplificar, a celulose apresenta uma densidade de  $1,4 \text{ g/cm}^3$ , o papel para capacitor apresenta densidades entre  $1,1$  e  $1,3 \text{ g/cm}^3$  e o utilizado para a aplicação em transformadores apresenta entre  $0,7$  e  $1,0 \text{ g/cm}^3$  (ZIRBES; 2003).

Os papéis de celulose não tratados têm a constante dielétrica um pouco maior que a do ar e o fator de perdas dielétricas aumenta bastante com o aumento da frequência, além do fato que absorvem umidade com muita facilidade.

Para que haja uma melhoria nas características de isolamento destes compostos celulósicos, faz-se um tratamento químico ou a combinação com outros materiais isolantes. Dentre estes tratamentos pode-se citar o revestimento ou impregnação com vernizes ou resinas para as aplicações em baixa tensão e a impregnação com óleo isolante para aplicações em alta tensão, este último processo pode fazer com que a constante dielétrica seja aumentada em até 6



vezes, tornando sua utilização bastante vantajosa na aplicação em transformadores.

#### ***4.3 Problema de estimação de vida útil do isolamento de transformadores de potência***

O problema da estimação de vida de transformadores de potência tem uma grande importância para a adoção das políticas operação e manutenção destes equipamentos. Isto ocorre pois deve-se sempre levar em conta na sua operação os seus limites térmicos, assim, a temperatura se torna importante na estimação do envelhecimento do papel.

Com o intuito de realizar uma melhor estimativa na vida remanescente do isolamento vários são os métodos propostos por diversos autores e pesquisadores (EMSLEY e STEVENS, 1994; PANDEY e LIN, 1992; GASSER et al, 1999; DARVENIZA et al., 1994). Os principais e mais difundidos têm como desvantagem a necessidade da abertura do transformador. Estes métodos são caracterizados pela realização da análise físico-química de uma amostra de papel retirada do interior do equipamento (IEEE C57.91, 1995). A análise mostra como está a situação do papel isolante nos pontos onde se têm acesso ao papel no interior do transformador. Geralmente estes locais de onde são retiradas as amostras não são os que estão submetidos às piores condições de estresse térmico.

Um indicativo de que o papel está perdendo sua capacidade como isolante diz respeito ao seu grau de polimerização (GP). Quanto menor for o GP, piores tornam-se as características de rigidez mecânica, porém existem uma variação mínima nas suas características dielétricas (DUPONT e CHEIM, 1997) como será mostrado no decorrer desta pesquisa.

#### ***4.4 Princípios da degradação do papel***

Os compostos celulósicos utilizados para a isolação das partes ativas do transformador de potência têm, em sua estrutura molecular, longas cadeias de

anéis de glucose ou monômeros. O GP refere-se ao número de anéis de glucose presentes na molécula, geralmente entre 1000 e 1400 para materiais novos (IEEE C57.91, 1995).

Basicamente três são os mecanismos responsáveis pelo envelhecimento da celulose na operação normal dos transformadores: a hidrólise, oxidação e pirólise. Respectivamente, os agentes responsáveis por estes mecanismos são a água, o oxigênio e o calor (IEEE C57.91, 1995).

Na operação normal procura-se controlar todos estes agentes. A contaminação por umidade e oxigênio pode ser evitada quando se trabalha com o transformador selado e com o sistema de preservação do óleo, enquanto que o controle do aquecimento pode ser feito de acordo com as políticas de operação. Para se acompanhar estes agentes existem dispositivos acoplados ao transformador, como manômetros que verificam a pressão de óleo para detectar possíveis vazamentos ou sensores colocados no tanque de expansão capazes de detectar o rompimento da membrana de dilatação.

Com o aprimoramento das políticas de provimento de energia a consumidores residenciais e industriais, as determinações de aplicação de cargas aos transformadores de potência têm sido modificadas de acordo com as necessidades das empresas. A modificação nestas políticas de operação leva a análise de qual maneira se pode usufruir melhor os equipamentos presentes na planta de provimento de energia. Assim passa-se a uma nova abordagem para a aplicação de carga aos transformadores, incluindo-se o termo de sobrecarga térmica. Isto leva a um melhor aproveitamento das suas características, limitando a aplicação de carga sobre o equipamento de acordo com a sua real capacidade e não como é feito quando se considera somente a sobrecarga de potência.

Com estas novas filosofias de operação, deve-se procurar uma forma de estimar a temperatura interna do transformador de potência com uma boa precisão para que haja um acompanhamento em tempo real, gerando subsídios à tomada de decisão no caso de se necessitar do acréscimo ou retirada de carga,

visando sempre a preservação do isolamento e mantendo as condições de operabilidade do equipamento.

O envelhecimento do papel isolante e dos compostos celulósicos presentes no interior do transformador é agravado em condições onde ocorre aquecimento excessivo, o qual geralmente é provido pelo sobre-aquecimento das partes ativas em contato com o papel causado pelo aumento da carga no equipamento, temperatura ambiente muito elevada ou mesmo falha no sistema de refrigeração.

O gráfico da Figura 4.1 mostra o comportamento do envelhecimento do papel isolante mediante a variação de temperatura (IEEE C57.91, 1995). Observa-se que com o aumento da temperatura obtém-se uma aceleração do envelhecimento do papel.

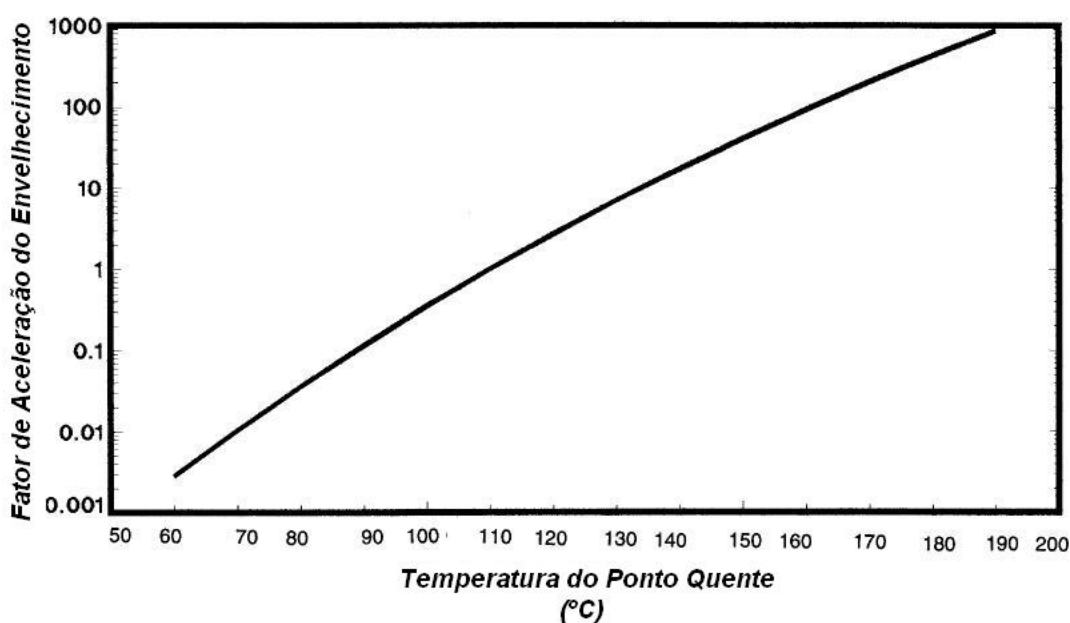


Figura 4.1 - Fator de aceleração de envelhecimento versus temperatura do ponto quente

A Figura 4.2 mostra a variação da vida útil do papel isolante em função da variação da temperatura do ponto quente, quando referenciado à temperatura de 110°C (IEEE C57.91, 1995).

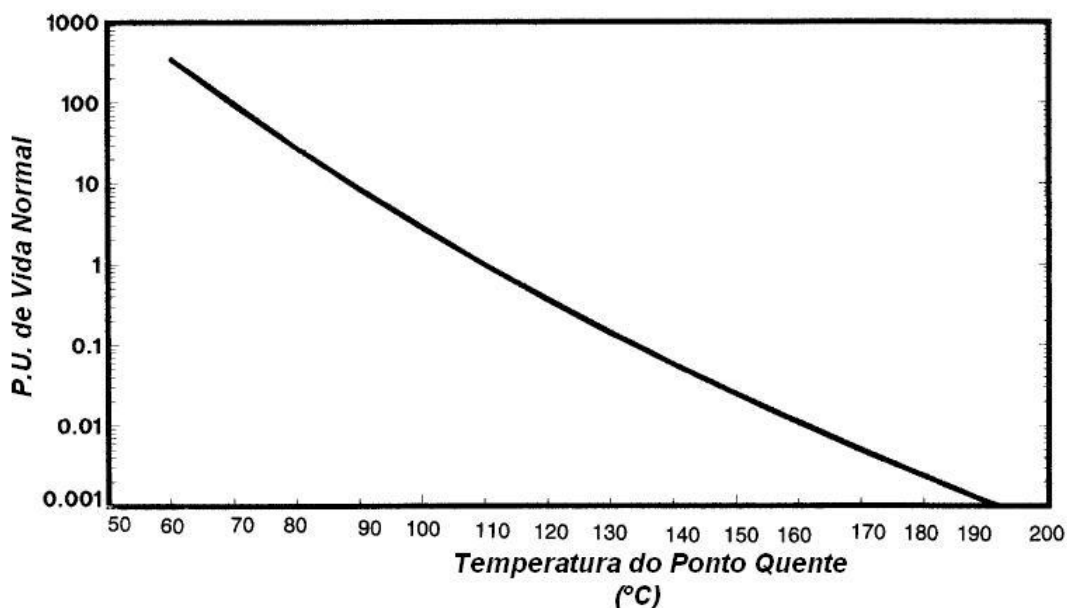


Figura 4.2 - Vida útil do papel isolante versus Temperatura do ponto quente

Analisando-se a Figura 4.1 e a Figura 4.2 percebe-se que com o aumento da temperatura das partes em contato com o papel existe variação acentuada na deterioração do isolante em questão.

Como dito anteriormente, a estimativa de vida útil do papel é caracterizada pela obtenção do Grau de Polimerização do papel (GP) ou da tensão de ruptura remanescente do papel. Dependendo do estado de envelhecimento deste papel, menores serão os valores destas características. Vários são os critérios utilizados para estabelecer que um papel chegou ao fim de sua vida útil, alguns deles estão mostrados na Tabela 4.1, dependendo basicamente da linha de pesquisa do autor.

Existe uma tendência de se procurar métodos diferentes que retornem com uma maior clareza a estimativa da finalização da vida útil do isolamento. Segundo ZIRBES (2003), a medição do GP do papel apresenta uma boa repetibilidade e tenta-se padronizar os procedimentos de análise para que a obtenção de seu valor possa ser utilizada como base para estudos.

De acordo com DUPONT et al. (1999), métodos de medição indireta como o de medição de teor dissolvido de 2-furfuraldeído (2Fal) começam a ser empregados para a estimação do envelhecimento do papel isolante no interior do transformador. Este método consiste na verificação do teor de 2Fal presente no óleo isolante, substância esta que é gerada de acordo com a degradação do

papel isolante. A aplicação da estimativa do envelhecimento através da medição indireta é interessante por permitir que se observe o envelhecimento sem a necessidade de se abrir o transformador ou retirá-lo de operação (EMSLEY et. al, 2000). Apesar de apresentar vantagens sobre o método de GP, o método de medição de teor de 2Fal, por se tratar de um modelo de correlação, necessita de mais pesquisas que envolvam este tipo de análise para que se encontrem métodos que sejam aplicáveis à maioria dos transformadores em operação.

<b>Autor</b>	<b>Critério para Fim da Vida Útil</b>
(DAKIN, 1947), (apud IEEE C57.91, 1995)	Retenção de 20% da tensão inicial de ruptura do papel
(SUMNER, 1953), (apud IEEE C57.91, 1995)	Retenção de 20% da tensão inicial de ruptura do papel
(LAWSON, 1977), (apud IEEE C57.91, 1995)	Retenção de 10% da tensão inicial de ruptura do papel ou retenção de 10% do GP inicial
(SHROFF, 1985), (apud IEEE C57.91, 1995)	GP = 250.
(LAMPE, 1978), (apud IEEE C57.91, 1995)	GP= 200
(IEEE C57.92, 1981), (apud IEEE C57.91, 1995)	Retenção de 50% da tensão inicial de ruptura do papel

Tabela 4.1 - Critérios para a definição do fim da vida útil do isolamento

Um outro método de medição indireta será apresentado no decorrer deste trabalho. Este método consiste na observação do envelhecimento do papel isolante mediante o acompanhamento das temperaturas internas do transformador. Isto pode ser feito devido à relação existente entre o aquecimento do papel e sua deterioração.

O método proposto obtém a partir do acompanhamento das temperaturas do interior do transformador, a estimação do envelhecimento para o papel isolante já que é conhecida a relação entre a temperatura e o envelhecimento do papel. O

método tenta reproduzir o envelhecimento de acordo com o perfil de temperaturas traçado pelo modelo térmico do enrolamento.

#### **4.5 Apresentação da análise do envelhecimento de acordo com a IEEE C57.91 (1995)**

As equações de envelhecimento apresentadas pela recomendação IEEE C57.91 foram obtidas de maneira experimental e relacionam o envelhecimento do papel isolante com a temperatura de trabalho do mesmo. Basicamente consiste em uma adaptação da teoria de Arrhenius (IEEE C57.91, 1995). As reações de envelhecimento podem ser descritas representadas pela equação ( 4.1)

$$Vida\ util : A.EXP^{\left[\frac{B}{\Theta_H+273}\right]} \quad (4.1)$$

Onde,

*Vida útil*; [pu de vida nominal]

$\Theta_H$ , Temperatura do ponto quente do enrolamento (°C);

*A* e *B* são constantes empíricas;

Dependendo do critério adotado para o reconhecimento do fim da vida útil, pode-se utilizar diferentes valores para as constantes A e B. No caso da IEEE C57.91. foram adotados os seguintes:

$$A=9.80 \times 10^{-18};$$

$$B=15000$$

Assim, para o cálculo da vida remanescente tem-se a equação ( 4.2):

$$Vida\ util = 9,80 \times 10^{-18} .EXP^{\left[\frac{15000}{\Theta_H+273}\right]} \quad (4.2)$$

A equação ( 4.2) pode ser utilizada para o cálculo da vida útil no caso de se ter a temperatura do ponto mais quente constante para toda o intervalo de tempo de operação. Como no caso real esta temperatura varia constantemente, deve-se calcular o envelhecimento para intervalos de tempo menores, para os quais a temperatura não varia. Tem-se assim o fator de aceleração de envelhecimento, descrito pela equação ( 4.3):

$$F_{AA} = EXP \left[ \frac{15000}{383} \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (4.3)$$

Onde,

$F_{AA}$  é o fator de aceleração do envelhecimento para um determinado intervalo de tempo;

Com isto, para o cálculo da perda de vida útil total tem-se a equação (4.4):

$$F_{EQA} : \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.4)$$

Onde,

$F_{EQA}$ , é o fator total de envelhecimento no período de tempo

$n$ , é o índice do intervalo de tempo,  $t$ ,

$N$ , número total de intervalos de tempo

$F_{AA_n}$ , é o fator de aceleração do envelhecimento devido a temperatura existente no intervalo de tempo  $\Delta t_n$ ;

$\Delta t_n$ , intervalo de tempo em horas;

Acumulando o fator total de envelhecimento pode-se obter a quantidade de perda de vida para cada ciclo de carga.

Analisando as equações, observa-se que somente existe o acompanhamento para o caso do ponto mais quente, ou seja, somente tenta-se obter a perda de vida considerando o pior caso que é o do papel em contato com o ponto quente do enrolamento.

Para que se possa obter o envelhecimento de todas as partes do papel em contato com o condutor deve-se dividir o enrolamento em seções que tenham temperaturas equivalentes e realizar o cálculo do envelhecimento para estas seções distintamente. Esta análise é feita para se obter como está se comportando o envelhecimento do papel para todas as partes do enrolamento.

#### 4.6 Metodologia para o cálculo do envelhecimento do isolamento

Para o cálculo do envelhecimento do papel isolante do transformador, inicialmente divide-se a geometria do enrolamento para que se obtenha regiões para as quais pode-se fazer um cálculo de temperaturas médias. De acordo com RADAKOVIC e FESER (2002), a localização do ponto quente se encontra na parte superior do enrolamento. Isto ocorre pois a troca de calor entre o óleo e os condutores é menor devido ao fato de que o gradiente entre as temperaturas é menor.

Assim pode-se fazer a divisão do enrolamento em regiões de acordo com a Figura 4.3:

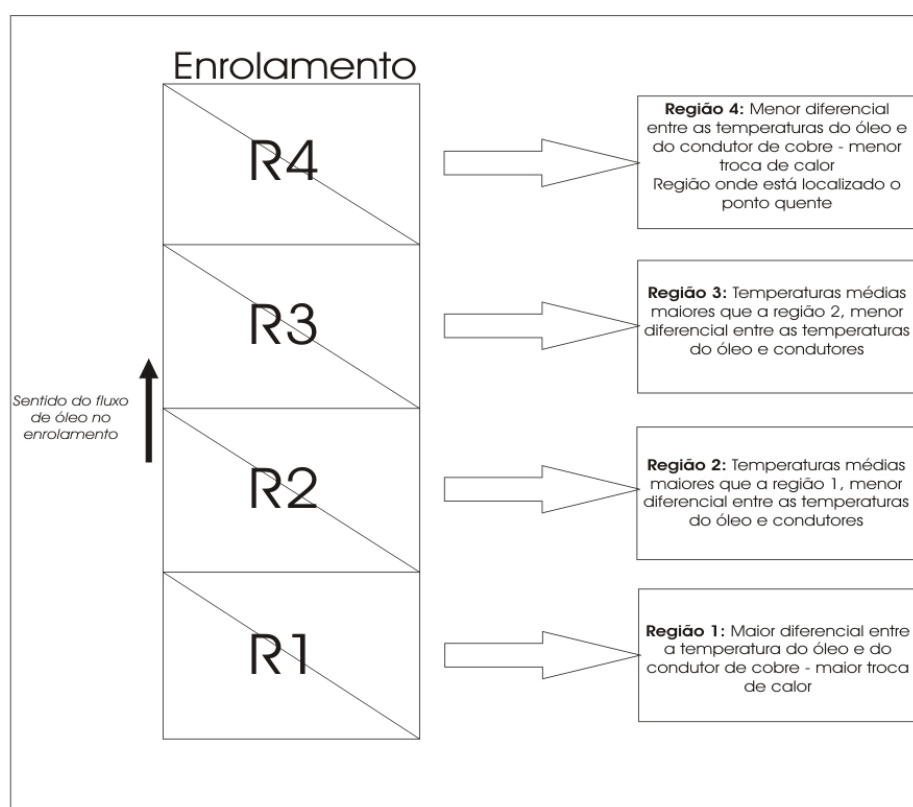


Figura 4.3 - Divisão das regiões de temperatura

Estas regiões refletem melhor as condições de temperatura às quais estão submetidas, com isto, se realizarmos um estudo de cada região, percebe-se o seguinte:

Região 1: é a região com a melhor troca de calor entre o óleo e o enrolamento, isto ocorre pois a saída dos radiadores é feita na parte inferior do



transformador, gerando assim um gradiente maior de temperatura entre o óleo e os condutores.

Região 2: região intermediária para na qual as temperaturas são maiores que na região 1 devido ao óleo estar mais quente pela retirada de calor da região 1.

Região 3: região intermediária para na qual as temperaturas são maiores que na região 2 devido ao óleo estar mais quente pela retirada de calor da região 2.

Região 4: é a região onde está localizado o ponto mais quente do enrolamento, a troca de calor é menor, pois o óleo já está o mais aquecido, possível pela retirada de calor de todo o restante do enrolamento.

Com esta análise pode-se comparar o enrolamento do transformador como sendo um trocador de calor, onde o meio refrigerante é o óleo, conforme pode ser verificado em ROLLE (1999).

Para refletir melhor a condição de aquecimento deve-se estimar ainda, além das temperaturas médias das quatro regiões, a temperatura do ponto mais quente que se encontra na região 4. Com esta temperatura estimada, pode-se calcular o envelhecimento para a região do ponto quente.

A Figura 4.4 mostra o fluxograma para o cálculo de envelhecimento da isolamento sólida do transformador.

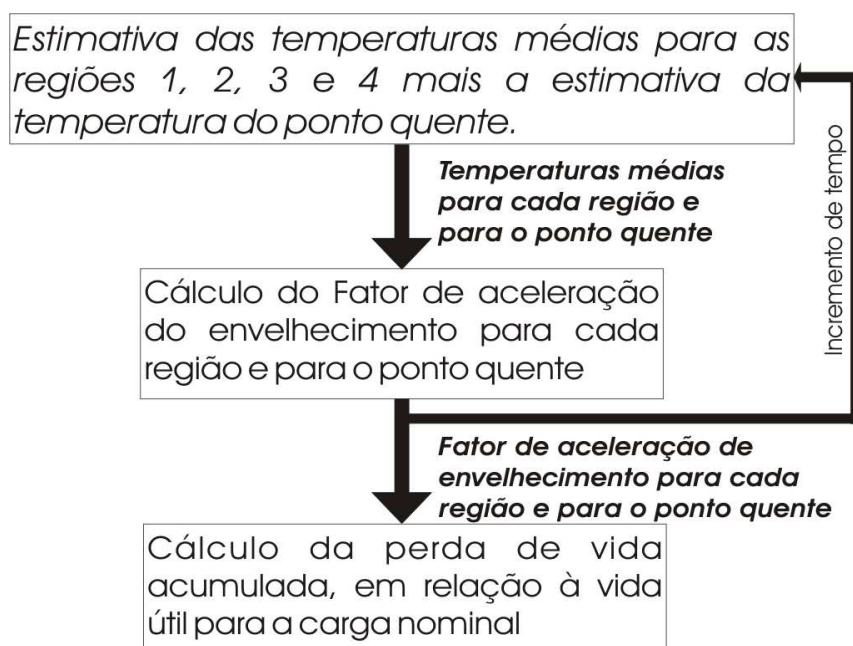


Figura 4.4 - Fluxograma para cálculo do envelhecimento

O cálculo da vida útil remanescente do isolamento ocorre para cada iteração, sendo acumulado para todo o intervalo de tempo para o qual o transformador está sendo monitorado. A análise da vida útil depende muito da estimativa das temperaturas internas do transformador, pois é através delas que se realiza o acompanhamento do envelhecimento.

#### **4.7 Conclusões**

Materiais novos vêm sendo estudados e empregados em algumas aplicações específicas como demonstrado por BOIN e TOMIOSHI (2004), que mostram a aplicação do material NOMEX<sup>®</sup>, desenvolvido pela empresa Dupont<sup>™</sup>, na repotenciação de transformadores, porém os custos envolvidos são elevados, impossibilitando a aplicação na grande maioria dos equipamentos.

As ferramentas para análise de vida útil remanescente do isolamento utilizam métodos e critérios antigos, critérios estes baseados somente no envelhecimento mediante a aplicação e acompanhamento das temperaturas preditas por meio da medição de imagem térmica.

Os principais problemas para a utilização dos métodos estão baseados na dificuldade da obtenção das constantes utilizadas para o cálculo da vida útil, dependendo das condições de umidade e contaminação sob as quais o papel está inserido. Além disso, deve-se atentar para a utilização de diferentes valores para as constantes empíricas A e B utilizadas no cálculo da vida útil. Assim o estudo sobre os materiais aplicados nos transformadores e suas características quando sujeitos às mais variadas condições de operação tem uma grande importância, pois, com isto, pode-se desenvolver novos métodos que retratem melhor a condição do seu isolamento, aumentado a confiança no equipamento e melhorando as informações sobre este.

## **5 IMPLEMENTAÇÃO DA FERRAMENTA PARA A ESTIMAÇÃO DE TEMPERATURAS E CÁLCULO DO ENVELHECIMENTO**

### **5.1 Introdução**

Alguns métodos desenvolvidos para a estimação de temperaturas no interior dos transformadores têm como principal limitação a necessidade de se conhecer parâmetros que muitas vezes somente estão disponíveis para o projetista e que não são fornecidos aos compradores.

Na tentativa da aplicação da estimação das temperaturas para os transformadores, pode-se deparar com situações para as quais se sub-estime a capacidade de carregamento do equipamento devido ao fato de se obter uma condição de criticidade para os valores de temperatura interna do transformador. Para que se evitem situações como estas, neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para a implementação de um método capaz de estimar as grandezas de temperatura no interior do transformador de potência, tendo-se em mãos somente valores constantes de placa ou disponíveis no “data-book” do transformador.

Esta estimação de temperaturas será utilizada mais adiante para o cálculo da vida útil remanescente dos transformadores de potência, utilizando estes resultados para um acompanhamento em tempo real das condições de sobrecarga às quais pode-se submeter o mesmo.

O programa desenvolvido utiliza a ferramenta Simulink para o MATLAB® para a implementação do modelo descrito no item 3.5.

No caso 1 considera-se o transformador operando à potência de 150 MVA (aplica-se um degrau de carga de 1pu - nominal), com todos os conjuntos de refrigeração ligados e tensão nominal.

No caso 2 considera-se agora o transformador operando com a potência de 100 MVA, limitação esta proveniente do desligamento dos ventiladores do sistema de refrigeração.

O equipamento utilizado nos casos 1 e 2 é um transformador elevador de tensão 230/138kV-13,8kV de 150/125/100 MVA, cujos dados foram obtidos junto a uma concessionária de energia elétrica.

Os valores das grandezas necessárias para a obtenção detalhada das características do transformador estão descritas no Anexo A.

No Anexo B estão listados alguns testes realizados em transformadores de potência e uma breve descrição do ensaio de elevação de temperatura.

## **5.2 Resultados obtidos para estimação das temperaturas internas com a utilização do modelo proposto**

Os resultados presentes neste item mostram os valores obtidos com a simulação do modelo térmico descrito no Capítulo 3 para a estimação das temperaturas do interior do equipamento.

A Figura 5.1 mostra as variáveis de entrada e saída do modelo proposto para o cálculo das temperaturas internas do transformador.

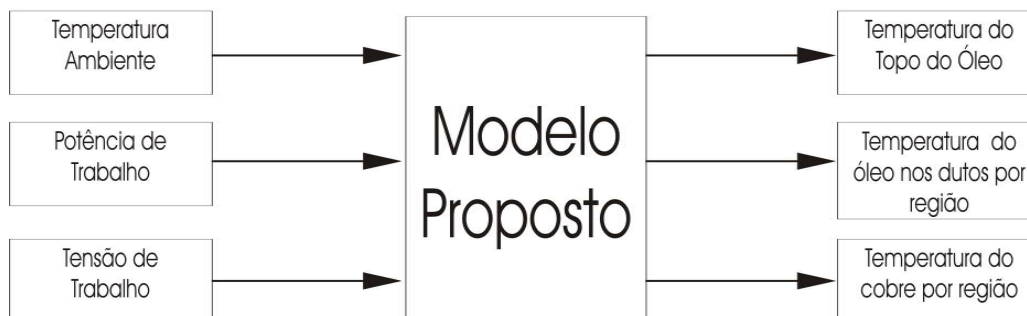


Figura 5.1 - Variáveis de entrada e saída do modelo

No item 5.2.1 mostra-se a elevação da temperatura no topo de óleo para o equipamento descrito anteriormente.

### **5.2.1 Elevação de temperatura de topo do óleo**

A medida da elevação de temperatura do topo do óleo demonstra o comportamento da temperatura do transformador quando submetido a uma condição de carga. Esta condição pode variar de acordo com a potência que o

equipamento está fornecendo ao sistema e sob quais condições de tensão o mesmo está submetido.

A Figura 5.2 mostra a elevação de temperatura para o caso 1. Para esta estimação é necessário se obter a constante de tempo térmica para o topo do óleo a partir do ensaio de elevação de temperatura.

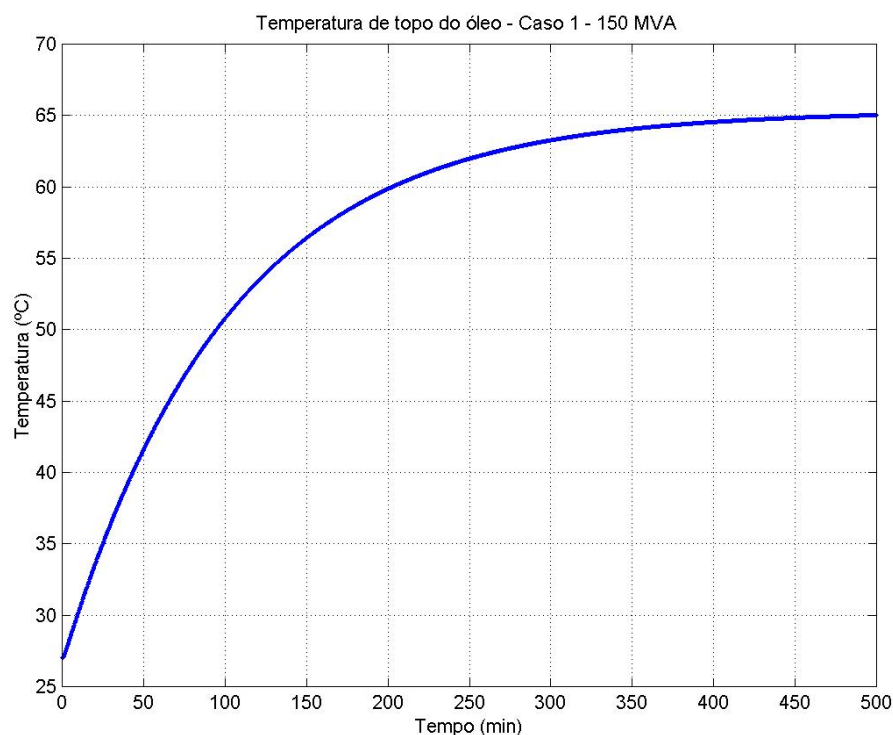


Figura 5.2- Elevação de temperatura do topo do óleo (Caso 1)

Para o caso 2 o transformador é submetido ao carregamento de 100 MVA com os conjuntos de ventilação desligados. Esta limitação faz com que o transformador tenha uma troca de calor com o ambiente menor, elevando assim a temperatura do topo de óleo em relação à ambiente.

A Figura 5.3 mostra a evolução da temperatura de topo do óleo em função do tempo. Nota-se que o valor final de temperatura ultrapassa o obtido para o caso 1, porém deve-se ater ao fato de que isto ocorre somente pelo motivo de que os ventiladores responsáveis pelo aumento da circulação de ar nos radiadores estarem desativados (temperatura de retorno do óleo dos radiadores é maior do que no caso da ventilação forçada estar ligada).

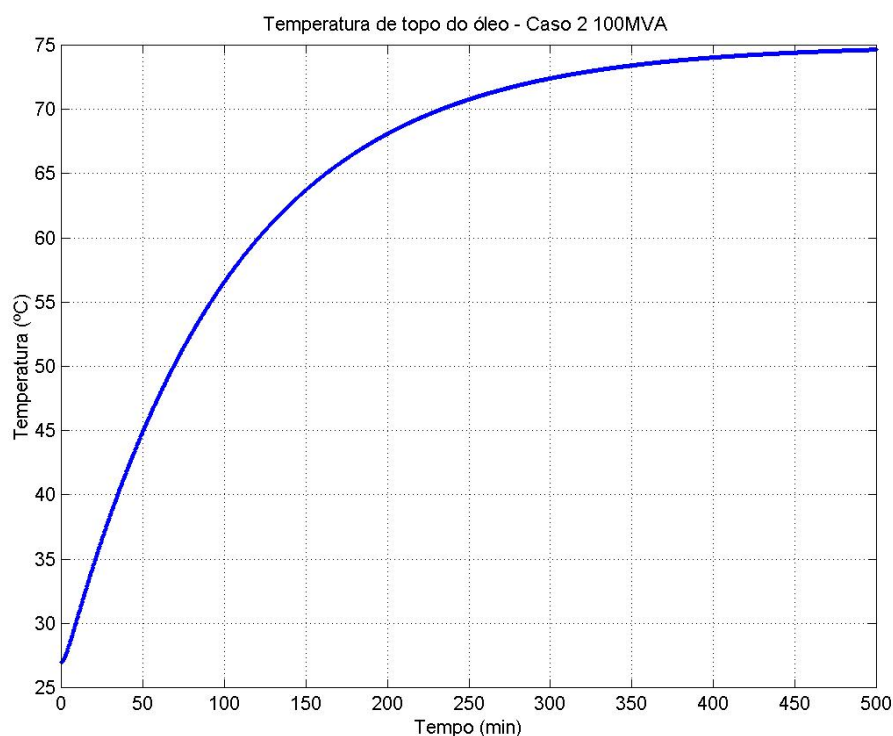


Figura 5.3 – Elevação de temperatura do topo do óleo (caso 2)

Pode-se comparar os valores de temperatura de topo de óleo finais obtidos para o caso 1 e o caso 2. Apesar de aplicar-se uma potência menor ao transformador no caso 2, a temperatura de topo do óleo tem valores maiores do que para a potência nominal.

### 5.2.2 Elevação de temperatura do óleo nos dutos de refrigeração

A elevação da temperatura nos dutos de refrigeração retrata como está sendo realizada a troca de calor entre o enrolamento e o óleo responsável pela sua refrigeração.

Os resultados para as simulações obtidas com o modelo estão mostrados a seguir para os casos descritos no item 5.1. Os gráficos mostram a elevação de temperatura para as 4 regiões em que se dividiu o enrolamento para a análise. O número de regiões foi escolhido somente para fins demonstrativos não limitando o desempenho do método.

Para o Caso 1, a Figura 5.4 mostra o comportamento da temperatura do óleo nos dutos de refrigeração, nota-se que de acordo com a região existe um

diferencial no valor da temperatura da saída da região onde cada curva representa a temperatura de saída do óleo no extremo superior da região analisada, servindo de entrada para a região adjacente.

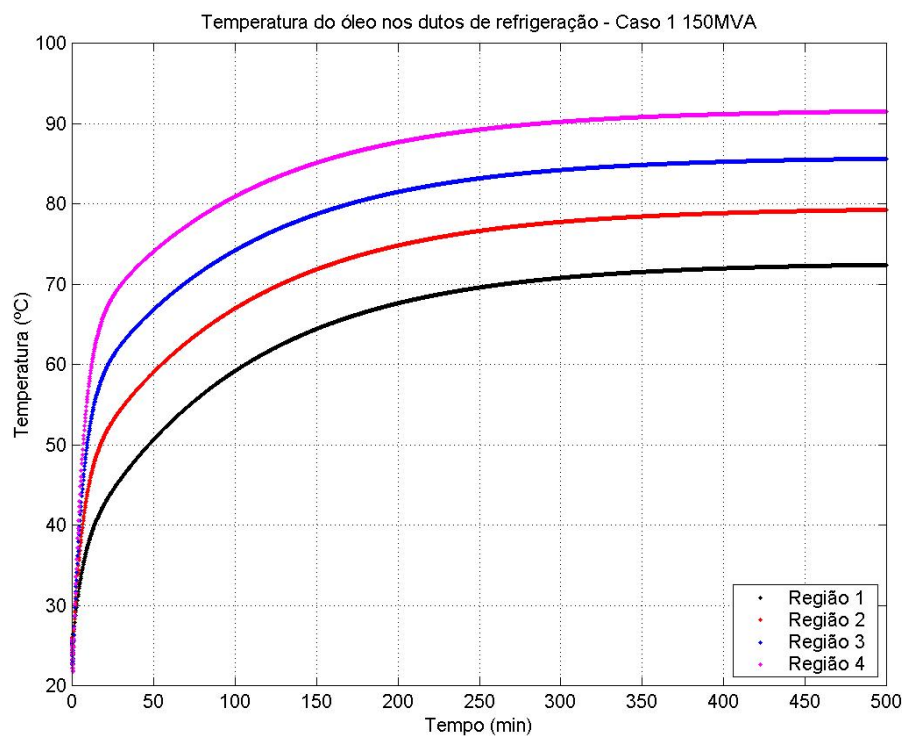


Figura 5.4 - Elevação de temperatura do óleo nos dutos de refrigeração (caso 1)

O comportamento verificado para o caso 1 pode ser estendido para a análise do caso 2. A elevação de temperatura nos dutos é similar para as duas situações, porém os níveis de temperatura no interior dos dutos são menores, como mostra a Figura 5.5.

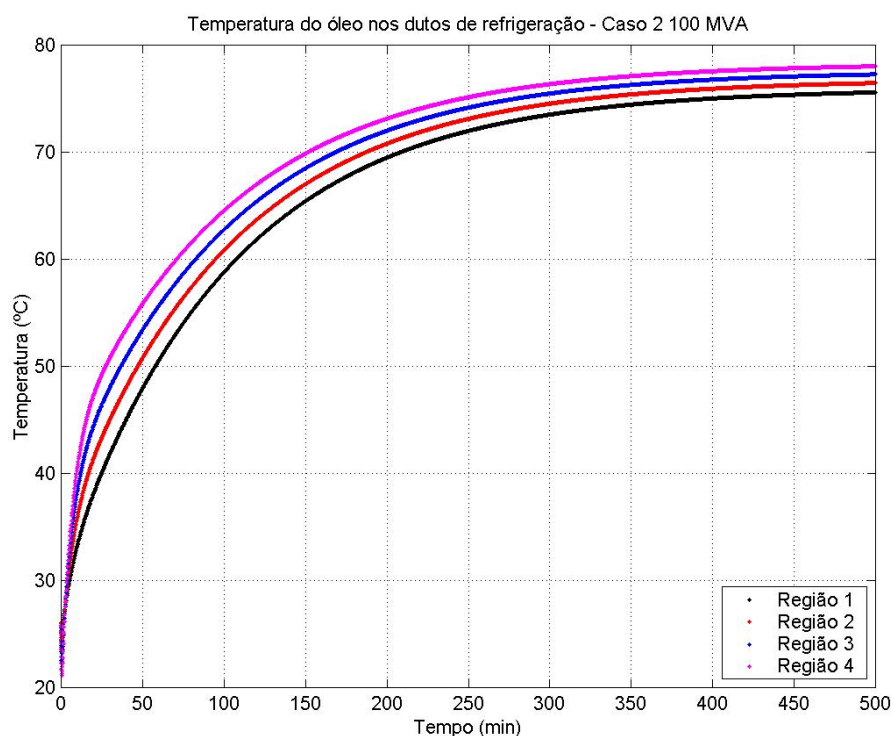


Figura 5.5 - Elevação de temperatura do óleo nos dutos de refrigeração (caso 2)

A diferença nos níveis de temperatura interna do óleo nos dutos de refrigeração entre o caso 1 e o caso 2 é explicada pela menor potência fornecida pelo equipamento e, portanto, o menor valor das perdas dissipadas no enrolamento para a condição de carga simulada.

### 5.2.3 Elevação de temperatura do enrolamento do transformador

A elevação de temperatura do enrolamento do transformador retrata a condição de aquecimento do enrolamento para a região em análise.

As considerações de troca de calor no interior do enrolamento são feitas de modo que o óleo da saída dos radiadores entra na parte inferior do enrolamento e sai na parte superior, portanto, como o mesmo absorve uma quantidade de calor durante sua passagem levando a um gradiente de temperatura desde a parte inferior até a parte superior do enrolamento.



Os mecanismos de trocas de calor referentes à parte superior da bobina e corpo externo do enrolamento foram agrupadas de modo a reduzir a influência sobre a elevação de temperatura do enrolamento.

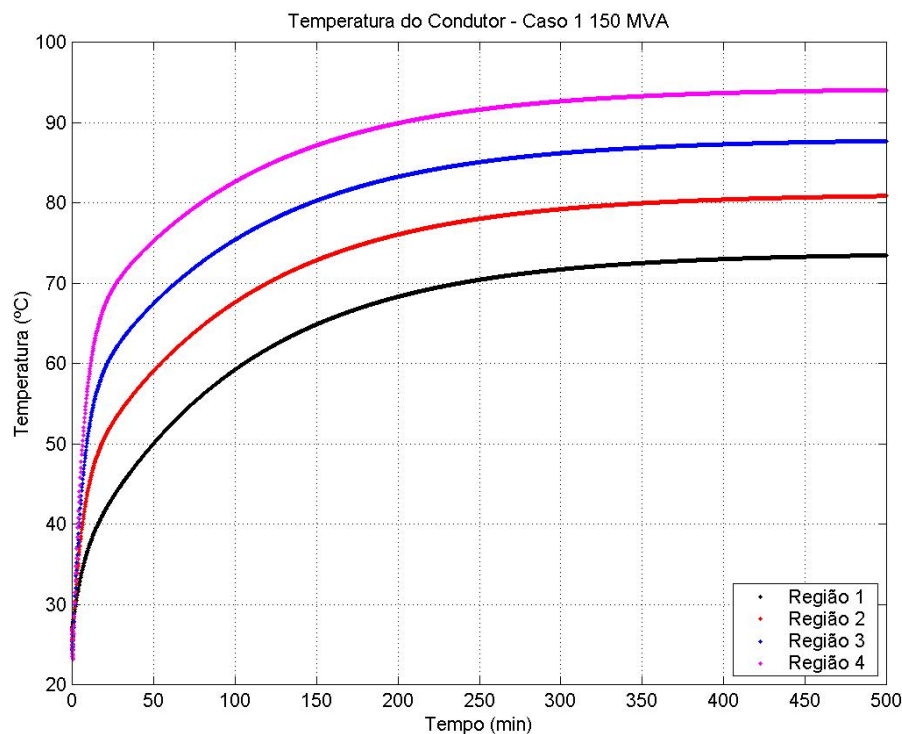


Figura 5.6 - Elevação da temperatura do enrolamento (caso 1)

A Figura 5.6 mostra a elevação de temperatura no enrolamento para o caso de trabalharmos com o transformador à carga nominal. Cada curva representa a temperatura do enrolamento na extremidade superior da região considerada.

Para o caso 2 a elevação de temperatura do enrolamento está mostrada na Figura 5.7.

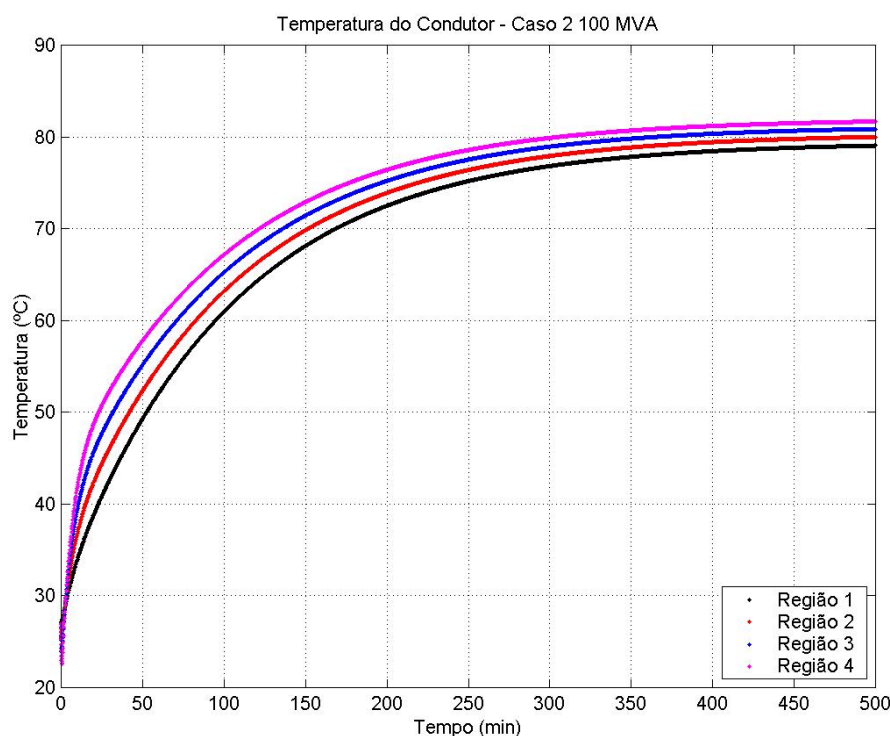


Figura 5.7 - elevação de temperatura do enrolamento (Caso 2)

Comparando-se novamente as simulações obtidas para a elevação de temperatura do enrolamento para os casos 1 e 2, observa-se que os níveis de aquecimento são menores para o segundo caso (como verificado para a temperatura do óleo nos dutos), sendo que a explicação para este comportamento é a mesma utilizada para o aquecimento do óleo nos dutos.

#### 5.2.4 Temperatura do ponto mais quente para as regiões definidas

O cálculo do ponto mais quente é feito para a região mais ao extremo do enrolamento, A:

A Figura 5.8 e a Figura 5.9 mostram o comportamento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento para os casos 1 e 2. Percebe-se que os valores de temperatura são maiores que os calculados para as temperaturas do condutor no item anterior.

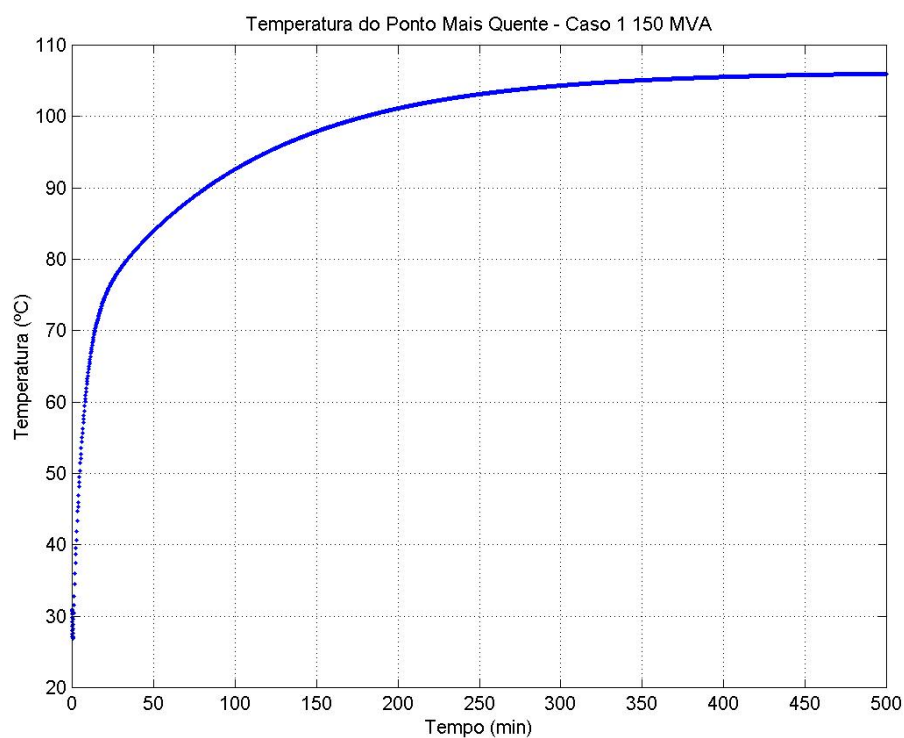


Figura 5.8 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento (caso 1)

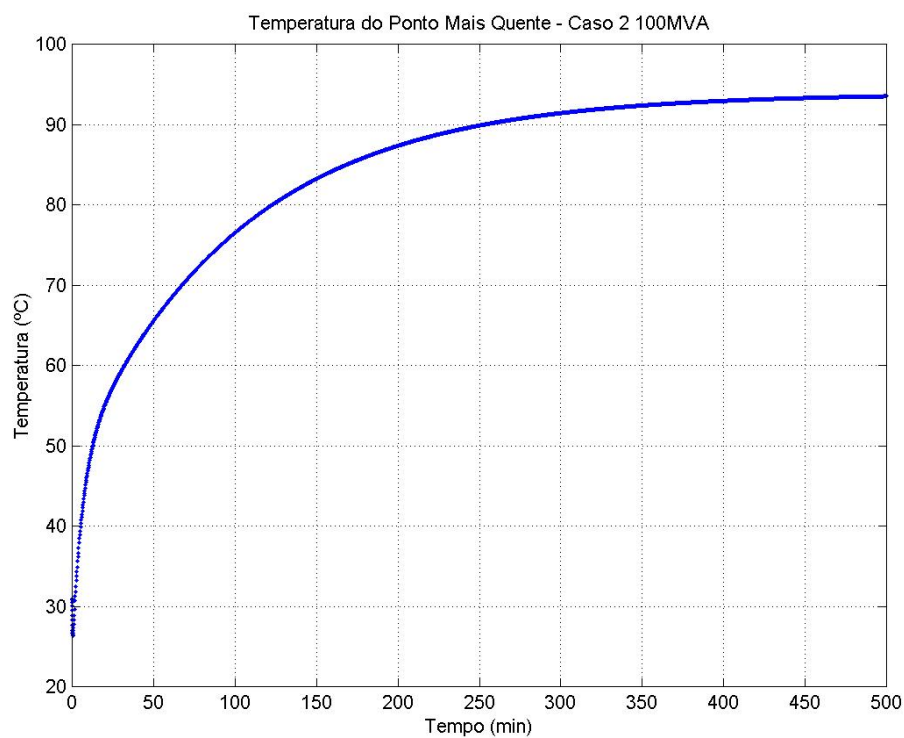


Figura 5.9 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento (caso 2)

### 5.3 Resultados obtidos com a utilização da recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995 e sua correção de 2002

A Tabela 5.1 mostra os valores calculados com a utilização do método proposto pela recomendação técnica IEEE C57.91 de 1995 e os valores obtidos com o método proposto.

Os valores utilizados para o cálculo com a recomendação técnica estão listados no Anexo A.

	Caso	Temperatura do topo do óleo (°C)	Temperatura média do enrolamento (°C)		Temperatura do óleo nos Dutos (°C)	Temperatura do ponto Quente (°C)
<b>IEEE C57.91</b>	<i>Caso 1</i>	<b>90</b>	<b>108</b>		<b>95</b>	<b>123</b>
	<i>Caso 2</i>	<b>74</b>	<b>92</b>		<b>79</b>	<b>107</b>
<b>Método Proposto</b>	<i>Caso 1</i>	<b>64</b>	R1	73	72	<b>106</b>
			R2	80	78	
			R3	88	86	
			R4	<b>95</b>	<b>91</b>	
	<i>Caso 2</i>	<b>74</b>	R1	77	76	<b>94</b>
			R2	80	77	
			R3	82	77,5	
			R4	<b>83</b>	<b>78</b>	

Tabela 5.1 – Valores Obtidos com a utilização da Recomendação Técnica IEEE C57.91

Os valores mostrados para o método proposto são considerados para as quatro regiões analisadas. A consideração de localização do ponto quente é feita para a região 4.

#### **5.4 *Discussão entre os resultados obtidos para a modelagem proposta e a recomendação técnica IEEE C57.91.***

A comparação entre os valores obtidos para o modelo proposto e a recomendação IEEE tornam-se úteis no processo de validação do modelo citado.

##### **5.4.1 *Valores de temperatura de topo de óleo***

Os valores de temperatura de topo de óleo estão mostrados para os dois casos na Tabela 5.1, para a simulação através do método proposto, o valor máximo de acomodação foi o obtido como sendo igual ao do ensaio de elevação de temperatura (Anexo A), que foi 64 °C para o caso 1 e 74,5 °C para o caso 2. Isto ocorre pois o modelo é ajustado de acordo com a curva obtida para o ensaio de elevação de temperatura para as diferentes condições de carga. No modelo também é ajustada a condição do transformador trabalhando com diferentes grupos de refrigeração, como ocorre na prática.

Para a condição de temperatura estimada pela IEEE C57.91 obteve-se o valor de 90 °C para o caso 1 e de 74°C para o caso 2, estes valores são obtidos pois o ajuste do modelo referenciado pela norma somente pode ser feito para uma condição de carga, considerando-se assim os outros casos como extrapolações dos resultados.

##### **5.4.2 *Valores da temperatura do óleo nos dutos***

A Figura 5.4 e a Figura 5.5 mostram o comportamento da temperatura do fluido presente no interior dos dutos de refrigeração do enrolamento quando se utiliza a modelagem proposta.

Apesar desta temperatura ser apresentada como a temperatura média da região analisada, observa-se que quanto mais o óleo percorre o enrolamento, maior é a sua elevação de temperatura, o que retrata o fenômeno físico de troca de calor entre o enrolamento e o óleo.

No caso da temperatura estimada pela IEEE C57.91 existe a consideração de que o fluido no interior do enrolamento está a uma temperatura média

constante. Esta consideração dificulta a análise da elevação de temperatura do enrolamento, pois considera que o mesmo está submetido a uma temperatura uniforme.

#### *5.4.3 Valores da temperatura do enrolamento*

A temperatura do enrolamento calculada através da modelagem proposta leva em consideração a redução da eficiência de troca de calor quando o óleo percorre todo o enrolamento. A consideração de que a temperatura do óleo nos dutos aumenta de região para região influencia no cálculo da troca de calor para cada região.

Com a utilização desta abordagem, calcula-se o valor da temperatura dos enrolamentos para as regiões utilizadas, influenciando posteriormente no cálculo da temperatura do ponto mais quente.

O cálculo para a temperatura do enrolamento quando utiliza-se a IEEE C57.91 obtém como resposta um gradiente constante de troca de calor, isto faz com que a variação da eficiência térmica da troca não seja levada em conta e mantenha-se constante por toda a geometria do mesmo.

Assim encontra-se a mesma conclusão obtida por DUPONT e CHAVES (1999), na qual existe uma variação da temperatura obtido pela IEEE C57.91, que depende muito dos valores considerados para a simulação.

Outra fonte de erro presente na aplicação desta recomendação se refere às diversas grandezas empíricas utilizadas, e dependendo dos valores arbitrados pode-se obter uma grande variação nos valores de temperatura estimados (PETERCHUCK e PAHWA, 2002)

### **5.5 Conclusões gerais sobre o desempenho do método proposto para a estimativa de temperaturas**

A utilização do método proposto, além de fornecer o conjunto de vantagens descritas nos itens anteriores, ainda elimina a necessidade de julgamento do operador, pois os valores utilizados para a simulação são obtidos analisando a documentação do equipamento.

Outra vantagem provém da possibilidade da atualização da temperatura ambiente no processo de troca de calor, já que esta influencia diretamente na dissipação do calor gerado no interior do transformador para o ambiente.

Assim o método introduz uma vantagem facilmente mostrada em relação à recomendação técnica IEEE C57.91, que é a distribuição mais realista da estimacão da variaão da temperatura do enrolamento. Caso se queira ter um retrato mais detalhado basta dividir o enrolamento em mais regies para a análise.

### ***5.6 Aplicacão na estimacão de vida útil do isolamento***

A estimacão de vida útil da isolacão sólida do enrolamento utiliza dados provenientes da estimacão de temperaturas do transformador. Quanto mais confiáveis e precisos forem estes dados melhor será a estimacão da vida útil remanescente.

Assim as vantagens descritas do método proposto em relacão ao fornecido no anexo G da IEEE C57.91 (1995) fazem a sua utilizacão mais vantajosa na análise da vida útil remanescente o isolamento, fornecendo resultados de envelhecimento para cada regiao na qual se dividiu o enrolamento.

Nos itens seguintes serão mostrados os resultados obtidos para o cálculo dos valores de envelhecimento para um transformador operando com uma carga hipotética.

#### ***5.6.1 Estimativa de cálculo de vida útil remanescente***

Para a estimativa do cálculo de vida útil remanescente, foram simuladas para duas situacões distintas, uma utilizando a variaão da temperatura ambiente como um dado de entrada no modelo proposto e a outra utilizando um valor fixo de temperatura ambiente. Por motivos de inicializacão do modelo, aplicou-se a variaão da carga e da temperatura ambiente para o tempo maior que 300 minutos.

A Figura 5.10 mostra o comportamento da temperatura do topo do óleo quando submetido ao perfil de carga descrito. Para esta simulacão manteve-se o

valor da temperatura ambiente constante para todo o intervalo de tempo. O período de aplicação do perfil de carga é de 1440 minutos (24 horas), iniciado no tempo de 300 minutos. Condição esta na qual a temperatura de topo do óleo já está estabilizada no patamar de regime.

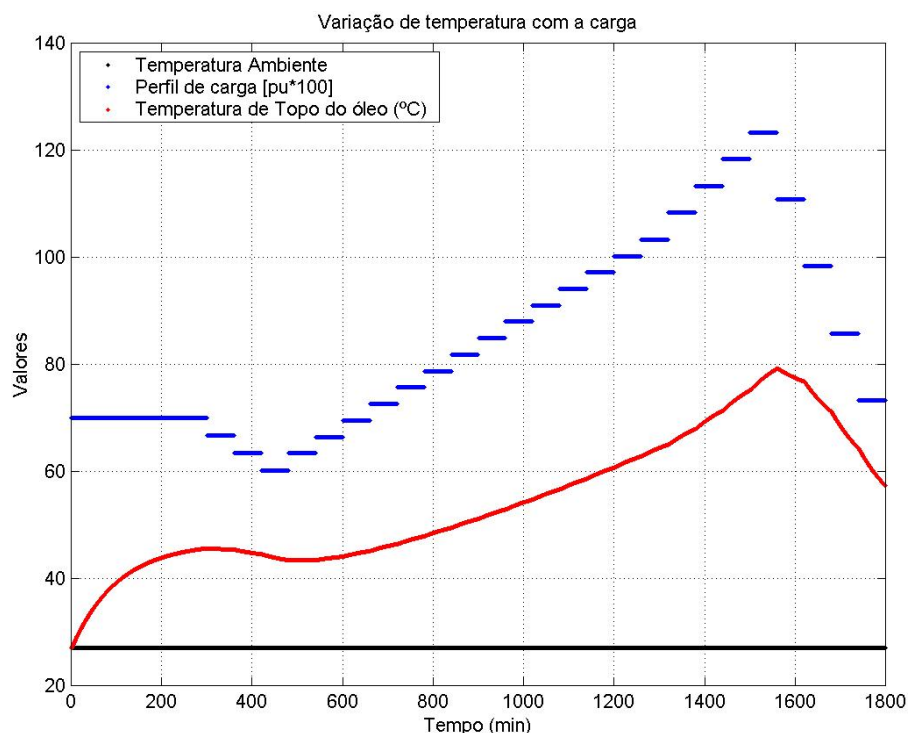


Figura 5.10 – Temperatura de topo do óleo sem a variação da temperatura ambiente

Para a mesma condição de carga aplicada na situação anterior, nesta simulação utiliza-se da variação da temperatura ambiente para a análise. A Figura 5.11 mostra o comportamento do modelo para a situação descrita. A variação da temperatura ambiente é feita durante o intervalo de operação, analisando-se a sua influência sobre a condição de carregamento do equipamento.

Ao contrário do observado para a elevação de temperatura de topo do óleo para o caso de manter-se a temperatura ambiente constante, neste caso existe um elevação maior da temperatura de topo do óleo. Tal efeito é causado pela variação da troca térmica entre o transformador e o radiador devido ao aumento da temperatura ambiente.



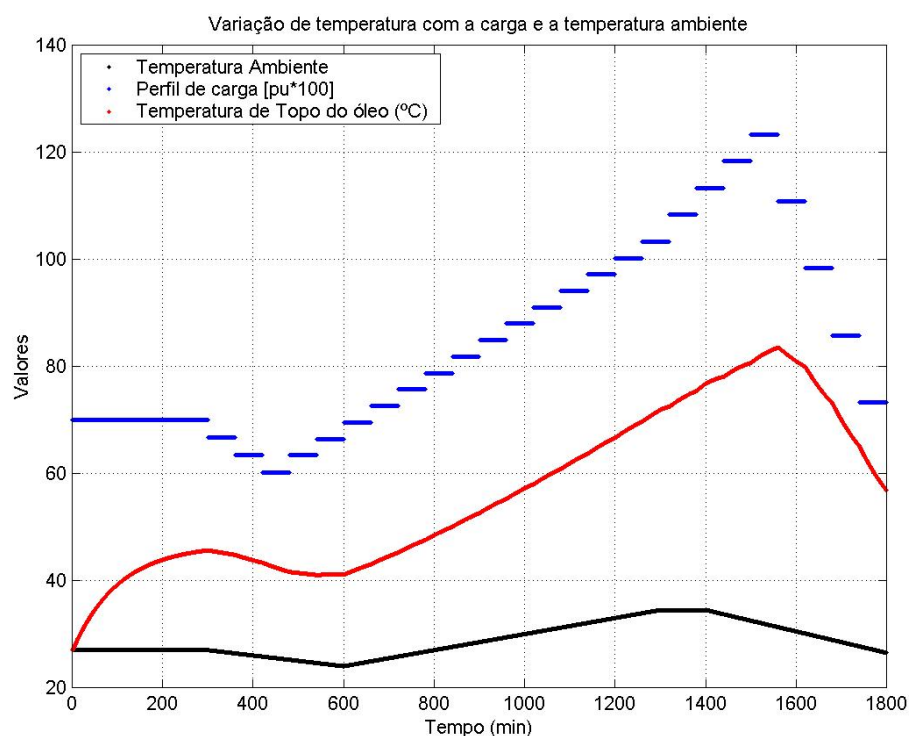


Figura 5.11 Temperatura de topo do óleo com a variação da carga e temperatura ambiente

A Figura 5.12 e a Figura 5.13 mostram o comportamento da elevação de temperatura do condutor e da temperatura do óleo nos dutos de refrigeração para a condição de manutenção da temperatura ambiente constante e para a condição da variação da temperatura ambiente, respectivamente. Esta análise serve para evidenciar a importância da utilização da temperatura ambiente como um dado de entrada para as simulações de elevação de temperatura e posterior análise de envelhecimento do material isolante sólido dos enrolamentos.

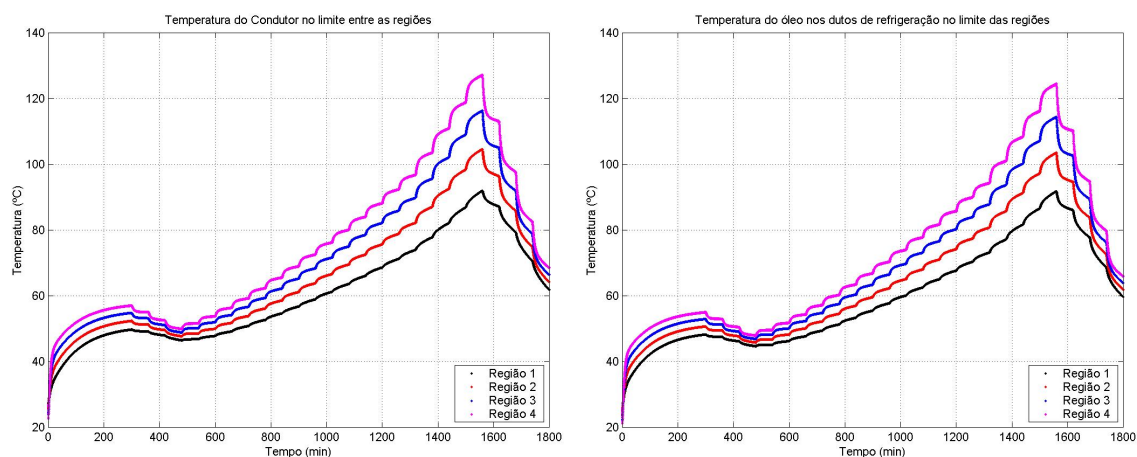


Figura 5.12 – Temperatura do condutor e temperatura do óleo nos dutos sem a variação da temperatura ambiente

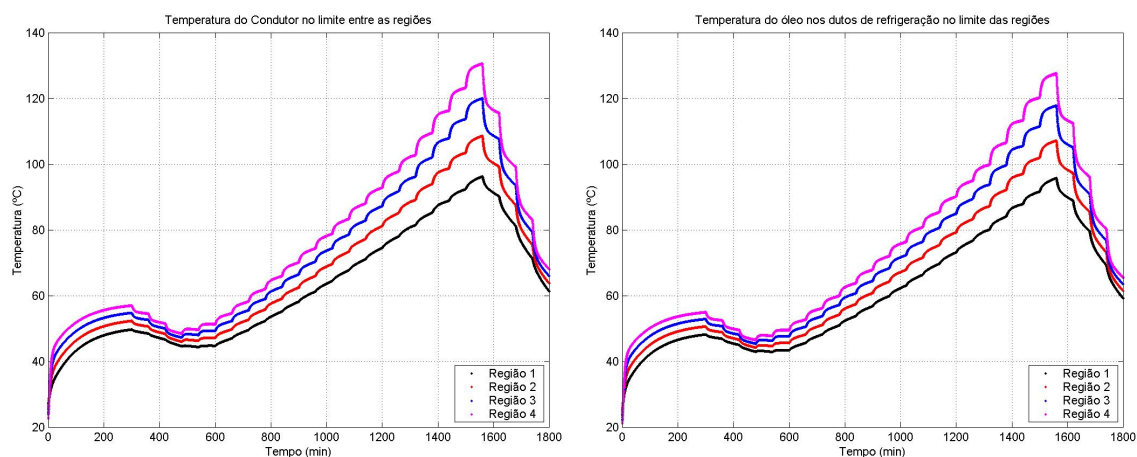


Figura 5.13 – Temperatura do condutor e temperatura do óleo nos dutos com a variação da temperatura ambiente

Observa-se na Figura 5.13 que os níveis de temperatura do condutor são maiores que para o caso em que se considera a temperatura ambiente constante. A possibilidade de se acompanhar a condição de temperatura no interior do transformador de potência em tempo real fornece dados suficientes para que se realize uma operação do equipamento respeitando seus limites térmicos.

Os níveis de temperatura do ponto mais quente estão mostrados na Figura 5.14 para a condição de acompanhamento da variação da temperatura ambiente e sem a condição de acompanhamento.

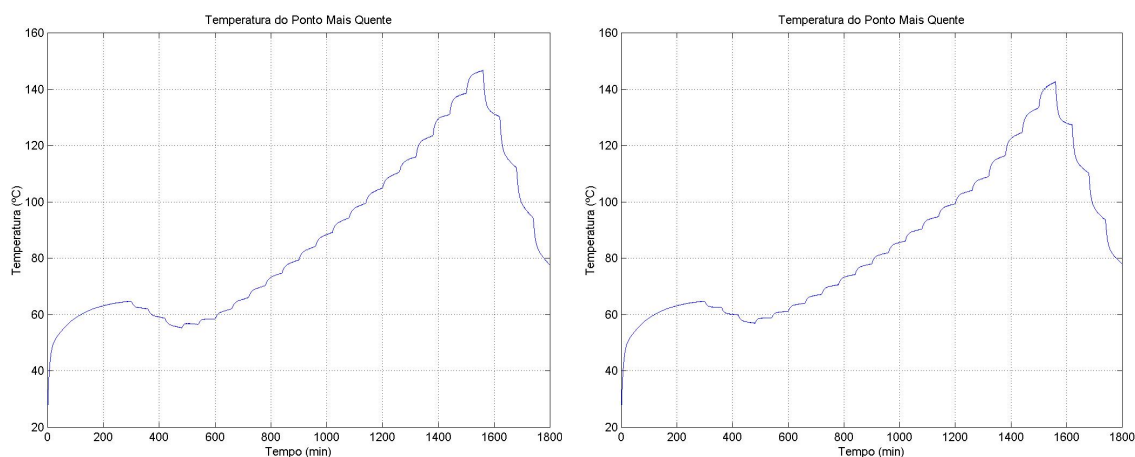


Figura 5.14 - Temperatura do ponto mais quente com a variação da temperatura ambiente e sem a variação, respectivamente

Como aplicação para o resultado das simulações do comportamento térmico do transformador, faz-se uma estimativa do envelhecimento do material isolante sólido do transformador (papel) para a condição da curva de carga mostrada na Figura 5.10. Os resultados, utilizando-se o método para cálculo de envelhecimento proposto pela IEEE C57.91, estão mostrados na Tabela 5.2 e Tabela 5.3.

<i>Região</i>	<i>Perda de Vida Normal por Ciclo (Referenciado a 110°C e 24h)</i>	<i>Perda de Vida calculada no Ciclo (Referenciado a 110°C e 24h)</i>	<i>Tempo total de vida perdido no ciclo (Horas)</i>
Região 1	1,0	0,01574	0,37
Região 2	1,0	0,04888	1,17
Região 3	1,0	0,13820	3,32
Região 4	1,0	0,35308	8,47
Hot Spot	1,0	1,38054	<b>33,13</b>

Tabela 5.2 – Fatores de vida útil para o caso sem a variação de temperatura

<i>Região</i>	<i>Perda de Vida Normal por Ciclo (Referenciado a 110°C e 24h)</i>	<i>Perda de Vida calculada no Ciclo (Referenciado a 110°C e 24h)</i>	<i>Tempo total de vida perdido no ciclo (Horas)</i>
Região 1	1,0	0,02978	0,71
Região 2	1,0	0,08797	2,11
Região 3	1,0	0,23617	5,67
Região 4	1,0	0,57200	13,73
Hot Spot	1,0	2,32679	<b>55,84</b>

Tabela 5.3 - Fatores de vida útil para o caso com a variação de temperatura

De acordo com a IEEE C57.91 (1995) o valor de vida útil de transformadores de potência é de 180000 horas, sendo este o valor utilizado como base para a análise de vida do equipamento.

Na região 4 ocorre um maior envelhecimento que as outras regiões devido ao fato de que a temperatura alcançada nos condutores é maior, pois existe um menor gradiente entre a temperatura do óleo e do cobre, existindo assim uma menor troca de calor. O mesmo ocorre para o ponto mais quente do enrolamento que está localizado nesta região.

A utilização do acompanhamento da variação da temperatura ambiente tem uma grande influência no resultado obtido para a avaliação do envelhecimento do isolamento do transformador. Para a situação analisada a diferença dos valores obtidos foi de 22,71 horas.

O resultado obtido mostra, como esperado, que o papel isolante não envelhece de maneira homogênea sobre todo o enrolamento.

## **5.7 Conclusões**

O método de cálculo de elevação de temperatura proposto obteve resultados satisfatórios quando comparado ao método descrito na IEEE C57.91 (1995). Isto foi conseguido aplicando-se uma nova abordagem referente à utilização de valores fornecidos pelo fabricante na documentação do equipamento. Como a abordagem proposta retrata melhor a condição de aquecimento no interior do

transformador, obtêm-se melhores condições de se estimar a vida útil remanescente do mesmo.

Nos casos estudados, utilizou-se a simulação para quatro regiões. Dependendo do detalhamento dos perfis de temperatura, pode-se realizar a divisão do enrolamento no número de regiões convenientes. Para os casos mostrados nesta dissertação, apenas obteve-se um indicativo do comportamento das temperaturas já que as estimativas tanto da norma quanto do método proposto não puderam ser comparados com valores verdadeiros das temperaturas devido à falta de acesso a casos em que haja uma medição direta dos pontos estimados.

Para a simulação das temperaturas internas com a utilização do método proposto devem-se realizar pequenos ajustes para grandezas calculadas como o valor de  $r_T$  (Eq. 3.47) e os valores da vazão nos trocadores de calor. A estimativa destes valores é obtida a partir do ensaio de elevação de temperatura do equipamento de modo a fazer com que a resposta obtida pelo modelo coincida com a resposta obtida por este ensaio.

Outras melhoras podem ainda ser feitas no caso de obter-se o valor experimental da temperatura do óleo na saída do enrolamento, isto contribui para que também se ajuste de uma melhor forma o valor dos gradientes entre o óleo nos dutos de refrigeração e o cobre no enrolamento, produzindo valores ainda mais próximos dos reais.

## **6 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHO FUTUROS**

### **6.1 Conclusões**

O problema de estimação de temperaturas tem influência direta nos limites operativos dos transformadores de potência. Isto ocorre pois a limitação de carregamento deste equipamento é definida pela máxima temperatura que pode ser atingida no interior do enrolamento (ponto mais quente). Com isto, a estimação deste valor de temperatura é de grande importância na operação de subestações e sistemas de transmissão de energia.

Apesar da abordagem utilizada pela recomendação técnica IEEE C57.91 (1995) ser bastante utilizada pelas empresas do setor elétrico, os resultados obtidos para a estimação de temperaturas podem não retratar de maneira satisfatória a condição e os valores de temperatura no interior do transformador. Alguns fatores utilizados na modelagem do transformador pela recomendação citada limitam a obtenção de uma boa estimativa das temperaturas:

- A desconsideração da variação da temperatura ambiente: esta simplificação influencia diretamente na eficiência da troca de calor pelos radiadores, que são os responsáveis pela dissipação da maior parte do calor gerado pelas perdas no transformador;
- A desconsideração da dinâmica do óleo nos dutos de refrigeração: influencia no cálculo da temperatura do ponto quente e posteriormente na estimação de vida remanescente do transformador;
- Utilização de grandezas empíricas na modelagem: a utilização destas grandezas de forma incorreta pode levar a erros na estimação das temperaturas no interior do transformador.

Devido a estes aspectos, propôs-se nesta dissertação um modelo de aquecimento que retrata de uma forma mais realista as estimativas de temperatura do transformador.

Para que não haja a influência de valores empíricos, utilizam-se como entrada de dados, valores disponibilizados pelo fabricante do equipamento contidos na documentação de fornecimento. Assim, consegue-se um modelo com um grau de detalhamento maior quando comparado ao recomendado pela IEEE C57.91 (1995), porém de fácil compreensão e manuseio. Outra vantagem do método proposto se refere ao detalhamento das grandezas de temperatura no interior do enrolamento, tanto no cobre quanto no óleo.

Uma vantagem adicional da utilização do modelo proposto se refere à estimativa da vida remanescente do isolamento do transformador. Isto ocorre pois divide-se o enrolamento do transformador em regiões distintas para a estimativa das temperaturas, gerando um cálculo de envelhecimento para cada uma destas regiões, sendo possível acompanhar com maior clareza a sua condição de operação.

Outras considerações se referem à possibilidade do operador ter um acompanhamento da elevação de temperatura do equipamento, controlando o acréscimo ou o corte de carga do mesmo, de modo a preservar a integridade do transformador e da subestação na qual está instalado.

## **6.2 Sugestões para trabalhos Futuros**

Abaixo estão listadas algumas sugestões para trabalhos futuros que podem ser considerados como continuação para o aprimoramento desta dissertação de mestrado.

- Realizar um estudo para as diferentes configurações de disposições dos enrolamentos sobre o núcleo e sua influência sobre o aquecimento do transformador.
- Estender os resultados encontrados para transformadores de distribuição, realizando a comprovação das estimações de temperatura por meio de medição direta, já que para estes equipamentos este tipo de medição pode ser aplicada;
- Verificar a inclusão de grandezas como a incidência de radiação solar e velocidade dos ventos sobre a troca de calor com o ambiente;

- Aprofundar os estudos referentes ao envelhecimento do material isolante, unindo grandezas como a umidade e a contaminação do óleo com produtos da deterioração normal.



## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALEGI, G. L.; BLACK, W. Z. Real-Time Thermal Model for an Oil-Immersed, Forced-Air Cooled Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No.2, p. 991-999, Abril de 1990.
- ALVES, J. S. Critérios de Manutenção que Influenciam na Confiabilidade Operativa dos Transformadores de Potência Diante de Carregamentos Acima do Normal. In: XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (1997, Belém). *Anais*. Belém, 1997.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Transformador de potência*, NBR 5356, Rio de Janeiro, 1993.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Aplicação de Cargas em Transformador de potência - Procedimento*, NBR 5316, Rio de Janeiro, 1997.
- BOLHUIS, J. P.; GULSKI, E.; SMIT, J. J. Monitoring and Diagnostic of transformer solid insulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No.2, 528-536, abril de 2002.
- BOIN, P. D. F., TOMIOSHI, L. K. A maintenance solution for transformers operating in frequent overload conditions. In: VI Conferência Internacional de Aplicações Industriais. *Anais*. Joinville, 12 a 15 de Outubro de 2004.
- CATÁLOGO: ABB – *Power Transformers*. Disponível em [www.abb.com](http://www.abb.com), acessado em 23/10/2004.
- CATÁLOGO: RECORDSA – *Medidores de temperatura*. Disponível em [www.recordsa.com.br](http://www.recordsa.com.br), acessado em 23/10/2004.
- CATÁLOGO: SIEMENS - *Transformadores de Força*. Disponível em [www.siemens.com.br](http://www.siemens.com.br), acessado em 23/10/2004.
- CATÁLOGO: TREETECH – *Indicadores de Temperatura*. Disponível em [www.treetech.com.br](http://www.treetech.com.br), acessado em 15/01/2005.
- CARNEIRO, J. C., Análise de Sensibilidade no Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores de Potência em Fábrica no Recebimento. In: XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção

- e Transmissão de Energia Elétrica (1997, Belém). *Anais*. Belém, 1997.
- CHEIM, L.; VARELLA, V.; DUPONT, C.; PÁAL, R. Sistema Inteligente de Diagnóstico de Transformadores de Potência. In: XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica ( outubro de 1999, Foz do Iguaçu). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999.
- COLTMAN, J. W., The Transformer. *IEEE Industry Applications Magazine*. p. 8-15. Janeiro e Fevereiro de 2002,
- DARVENIZA, M.; HILL, D. J. T.; LE, T. T.; SAHA, T. K.; WILLIAMS, B. Chemical Degradation of cellulosic insulation paper for power transformers. *Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on properties and applications of dielectric materials*, Brisbane, Austrália, 780-783, 3 a 8 de Julho de 1994.
- DIOGO, A. C. T., Avaliação da Vida Útil de Transformadores de Potência Através da Cromatografia Líquida de Alto Desempenho. In: XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (1997, Belém). *Anais*. Belém, 1997.
- DIOGO, A. C. T., et al., Critérios para Aplicação de Sistemas Especialistas para Diagnósticos de Falhas em Equipamentos de Subestações. In: XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (2001, Campinas). *Anais*. Campinas, 2001.
- DUPONT, C. J., CHEIM, L. A. V., Novo Modelo Para a Avaliação da Vida Remanescente de Transformadores. In: XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (1997, Belém). *Anais*. Belém, 1997.
- DUPONT, C. J. et al., Programa GP2FAL – A substituição do GP por Uma Técnica não Invasiva para Diagnóstico de Transformadores. In: XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica ( outubro de 1999, Foz do Iguaçu). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999.
- DUPONT, C. J.; CHAVES, J. A. M. Metodologia para avaliação das condições admissíveis de sobrecarregamento e da perda de vida

- útil de transformadores. In: XV SNPTTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica ( outubro de 1999, Foz do Iguaçu). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999.
- EMSLEY, A. M., STEVENS, G. C. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. *IEE Procedures in Measurements Technology*, Vol. 141, No. 5, 324-334, Setembro de 1994.
- EMSLEY, A. M.; XIAO, X.; HEYWOOD, R. J.; ALI, M. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 2: Formation of furan products in insulation oil. *IEE Proceedings in Measurement Technology*, Vol. 147, No. 3, 110-114, Maio de 2000.
- EMSLEY, A. M.; XIAO, X.; HEYWOOD, R. J.; ALI, M. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on oil. *IEE Proceedings in Measurement Technology*, Vol. 147, No. 3, 115-119, Maio de 2000.
- EMSLEY, A. M.; HEYWOOD, R. J.; ALI, M; XIAO, X.; Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 4: Effects of ageing on the tensile strength of paper. *IEE Proceedings in Measurement Technology* . Vol. 147, No. 6, 285-290, Novembro de 2000.
- FONTE, R. C.; DUPONT, C. J.; SOUZA, R. C. Sistema para previsão de elevação de temperatura em transformadores de potência utilizando redes neurais. In: XVII SNPTTEE – Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica (Uberlândia, 2003), *Anais*, Uberlândia, Minas Gerais, 19 a 24 de outubro de 2003.
- FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. 4. ed. Rio de Janeiro: Editora Guanabara Koogan, 1995.
- FREITAS, A. A. C.; SILVA, I. N.; SOUZA, A. N. Aplicação de Redes Neurais na Estimação da Temperatura Interna de Transformadores de Distribuição Imersos em Óleo. *Revista de Controle & Automação*. Vol. 13, no. 3, 266-274, setembro a dezembro de 2002.
- GASSER, H. P.; HUSER, J.; KRAUSE, C.; DEHINDEN, V.; EMSLEY, A. M. Determining the Ageing Parameters Of Cellulosic Insulation in a

- Transformer. IEE High Voltage Engineering Symposium, *Conference Publication*, No. 467, 22 a 27 de Agosto de 1999.
- GUBANSKI, S. M. e outros. Dielectric response Methods for Diagnostics of Power Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Vol. 19, No. 3, Maio e Junho de 2003.
- HARLOW, J. H., *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press. New York, 2004.
- HEYWOOD, R. J.; EMSLEY, A. M.; ALI, M.. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 1: Factors affecting the measurement of the average viscometric degree of polymerisation of new aged alectrical papers. *IEE Proceedings in Measurement Technology*, Vol. 147, No. 2, 86-90, Março de 2000.
- IEEE Std. C57.115 – 1991, Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Rated in Excess of 100MVA (65°C Winding Rise), IEEE, New York, 1991.
- IEEE Std. C57.91 – 1995, Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, IEEE, New York, 1995.
- IEEE Std. C57.91 – 1995/Cor 2002, Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, IEEE, New York, 2002.
- JAYARAM, S. Effect of Streaming Potential on Heat Transfer in transformer Oil. *IEEE Transactions on Dieletrics and Eletrical Insulation*, Vol. 3, No. 3, junho de 1996.
- KERN, D. Q. Processos de Transmissão de Calor. 1. ed. Rio de Janeiro:Editora Guanabara Koogan LTDA, 1987.
- LEVY, A. F.S.; NEVES, A.;CHAGAS, F. A.; MARTINS, H. J. A.; DUQUE, J. A. M.; SANGULARD, M.; OLIVIERI, M. M.; FILHO, W. R. C.; CHAVES, J. A. M. Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência – Aplicação. In: XV SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica ( outubro de 1999, Foz do Iguaçu). *Anais*. Foz do Iguaçu, 1999.
- LESIEUTRE, B. C.; HAGMAN, W. H.; KIRTLEY, J. L.; An Improved Transformer top oil temperature model for use in an on-line

- monitoring and diagnostic system. *IEEE Transactions on power Delivery*, Vol. 12, No. 1, 249-256, Janeiro de 1997.
- MALISKA, C. R., *Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional*. 2 ed. LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Rio de Janeiro, RJ. 2004, p. 453.
- MILASCH, M. *Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante*. 1. ed. Itajubá: Editora Edgard Blucher, 1984.
- PANDEY, B.; LIN, C. Estimation for a Life Model of Transformer Insulation Under Combined Electrical and Thermal Stress. *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 41, No. 3, p. 466-468, setembro de 1992.
- PETERCHUCK, D.; PAHWA, A., Sensitivity of Transformer's Hottest-Spot and Equivalent Aging to Selected Parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 4, p. 996-1001, Outubro de 2002.
- PIERCE, L. W. An Investigation of the Temperature Distribution in Cast-Resin Transformer Windings. *IEEE Transmission and Distribution Conference. Proceedings*. p. 592-598, setembro de 1991.
- PIERCE, L. W. An Investigation of the Thermal Performance of an Oil Filled Tranformer Winding. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 7, No. 3, p. 1347-1358, julho de 1992.
- PIERCE, L. W.. Predicting Liquid Filled Transformer Loading Capability. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 30, No. 1, p. 170-178, janeiro/fevereiro de 1994.
- PIERCE, L. W.; HOLIFIELD, T.. A Thermal Model For Optimized Distribution and Small Power Transformer Design. *IEEE Transmission and Distribution Conference*. Vol. 2, p. 925-929, abril de 1999.
- PRADHAN, M. K., RAMU, T. S.. Prediction of Hottest Spot Temperature (HST) in Power and Station Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 4, 1275-1283, Outubro de 2003.
- RADAKOVIC, Z., FESER, K. A new method for the calculation of the Hot-Spot temperature in power transformers with ONAN Cooling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 4, 1284-1292, outubro de 2003.

- ROLLE, K. C. *Thermodynamics and Heat Power*. 5. ed., Prentice Hall Inc., New York, 1999.
- RYDER, S. A.; VAUGHAN, I. J. A simple method for calculating core temperature rise in power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, 637-642, abril de 2004.
- SAHA, T. K.; DARVENIZA, M.; HILL, D. J. T.; LE, T. T. Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation – Part A: Aged Transformer Samples. *IEEE transactions on Power Delivery*, New York, Vol. 12, No. 4, 1547-1554, Outubro de 1997.
- SAHA, T. K.; DARVENIZA, M.; HILL, D. J. T.; LE, T. T. Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation – Part B: Accelerated Aged Insulation Samples. *IEEE transactions on Power Delivery*, New York, Vol. 12, No. 4, 1555-1561, Outubro de 1997.
- SANDHU, S., Fiber Optic temperature monitoring goes mainstream. *Electricity Today – The North American Forum on Electricity Issues*. Issue 3, Vol. 16, p.51-53, 2004.
- SHUGG, W. T. *Handbook of Electrical and Electronic Insulation Materials*, 2. ed., New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995, p. 321.
- SIMONSON, E. A.; LAPWORTH, J. A. Thermal Capability Assessment for transformers. In: Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment, *Conference Publication*, no 406, 103-108, 29 a 31 de março de 1995.
- SWIFT, G.; MOLINSKI, T. S.; LEHN, W. A Fundamental Approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and Equivalent Circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No.2, p. 171-175, abril de 2001.
- SWIFT, G.; MOLINSKI, T. S.; BRAY, R.; MENZIES, R. A Fundamental Approach to transformer thermal modeling – Part II: Field Verification. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No.2, p. 176-180, abril de 2001.
- SWIFT, G. W.; ZOCHOLL, S. E.; BAJPAI, M.; BURGER, J. F.; CASTRO, C. H.; CHANO, S. R.; COBELO, F.; SÁ, P.; FENNELL, E. C.;

- GILBERT, J. G.; GRIER, S. E.; HAAS, R. W.; HARTMANN, W. G.; HEDDING, R. A.; KERRIGAN, P.; MAZUMDAR, S.; MILLER, D. H.; MYSORE, P. G.; NAGPAL, M.; REBBAPRAGADA, R. V.; THADEN, M. V.; UCHIYAMA, J. T.; USMAN, S. M.; WARDLOW, J. D.; YALLA, M. Adaptive transformer thermal overload protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 16, No. 4, 516-521, outubro de 2001.
- TANG, W. H.; WU, Q. H.; RICHARDSON, Z. J. Equivalent heat circuit based power transformer thermal model. *IEEE Proceedings in Electrical Power Applications*, Vol. 149, No. 2, p. 87-92, Março de 2002.
- TANG, W. H.; SPURGEON, K.; WU, Q. H.; RICHARDSON, Z. J. Modelling Equivalent Thermal Dynamics of Power Transformers Using Genetic Algorithms. *IEEE Proceedings on Power System Technology*, Vol. 3, p. 1396-1400, outubro de 2002.
- TYLAVSKY, D. J.; HE, G.; MCCULLA, G. A.; HUNT, J. R. Sources of error in substation distribution transformer dynamic thermal modeling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 1, 178-185, Janeiro de 2000.
- VECCHIO, R. M. D. Geometric Effects in the Electrical Breakdown of Transformer Oil. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, 652-656, Abril de 2004.
- WEEKES, T.; MOLINSKI, T.; LI, X.; SWIFT, G. Risk Assessment Using Transformer Loss of Life Data. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 20, No. 2, 27-35, Março e Abril de 2004.
- ZIRBES, R. *Metodologia Para a Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral*. Florianópolis, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- ZODEH, O. M.; WHEARTY, R. J. Thermal Characteristics of a Meta-Aramid and Cellulose Insulated Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 1, 234-248, Janeiro de 1997.

## ANEXO A

### Dados utilizados para a simulação da elevação de temperatura

Nas tabelas a seguir estão descritos os dados do transformador utilizado para a análise de carregamento e estimação de temperaturas:

Descrição do equipamento utilizado:

Autotransformador trifásico 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA

Tipo TAC 100 – 125 – 150/242/145/15

Dados de Placa:

Frequência nominal: 60 Hz.

	AT/MT	BT	Tipo de resfriamento
Potência contínua (VA)	100000	30000	ONAN
Potência contínua (VA)	125000	40000	ONAF1
Potência contínua (VA)	150000	50000	ONAF2

Tabela A. 1 – Dados de Potência do Equipamento

	Parte Ativa	Tanque e acessórios	Líquido Isolante
Massa (Kg)	59000	30910	35590

Tabela A. 2 –Distinção de Massas do transformador



Tipo	Perdas (kW)
Núcleo ( para $V_n = 1$ pu)	35,2
Perdas Cobre Totais (100 MVA)	342
Perdas Cobre Totais (150 MVA)	691

Tabela A. 3 - Perdas do transformador

*Características físicas dos materiais*

Tanque do transformador

Espessura da chapa de aço da tampa: 18 mm

Espessura da chapa de aço das paredes: 10 mm

Espessura da chapa de aço dos radiadores: 3 mm

$c_{\text{esp} - \text{aço}} = 3,51$  [W-min/(lb.°C)]

*Cobre dos enrolamento*

$c_{\text{esp} - \text{cobre}} = 2,91$  [W-min/(lb.°C)]

*Óleo isolante*

Tipo de Óleo: Tipo 'A'- Conforme norma NBR – 5356/93, Base Naftênica

$c_{\text{esp} - \text{óleo}} = 13,92$  [W-min/(lb.°C)]

$\rho_{\text{óleo}} = 0,90$  g/cm<sup>3</sup>

*Grandezas Utilizadas para o caso 1:*

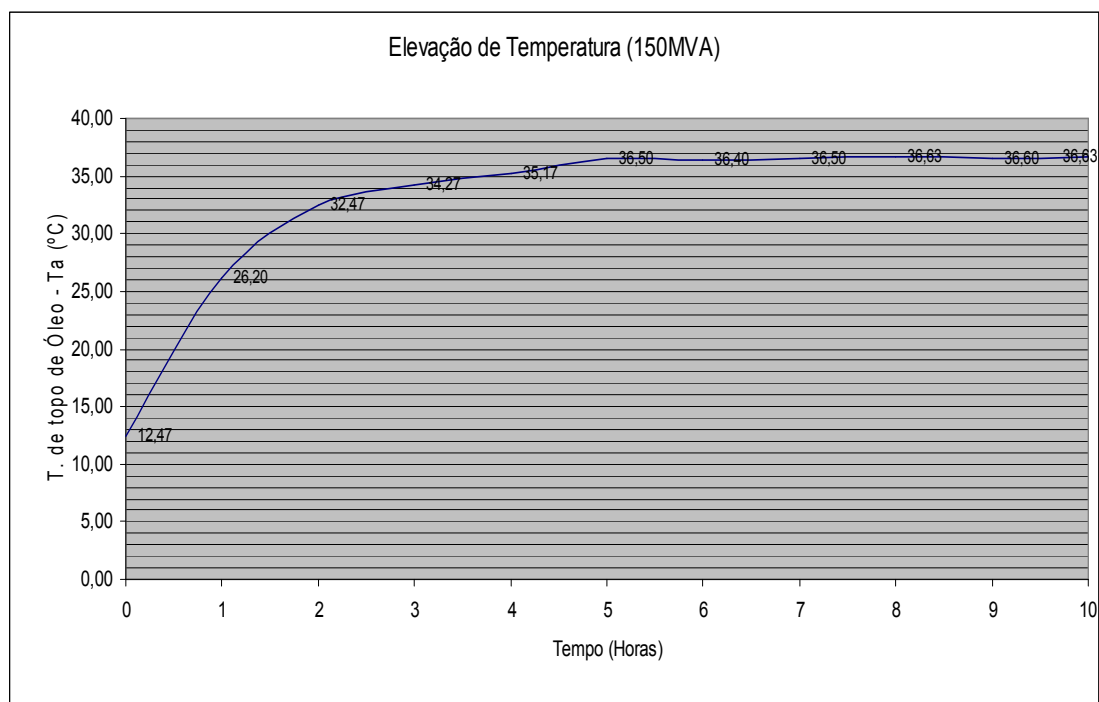


Figura A. 1 - Elevação de temperatura para o Caso 1

*Grandezas utilizadas para o caso 2:*

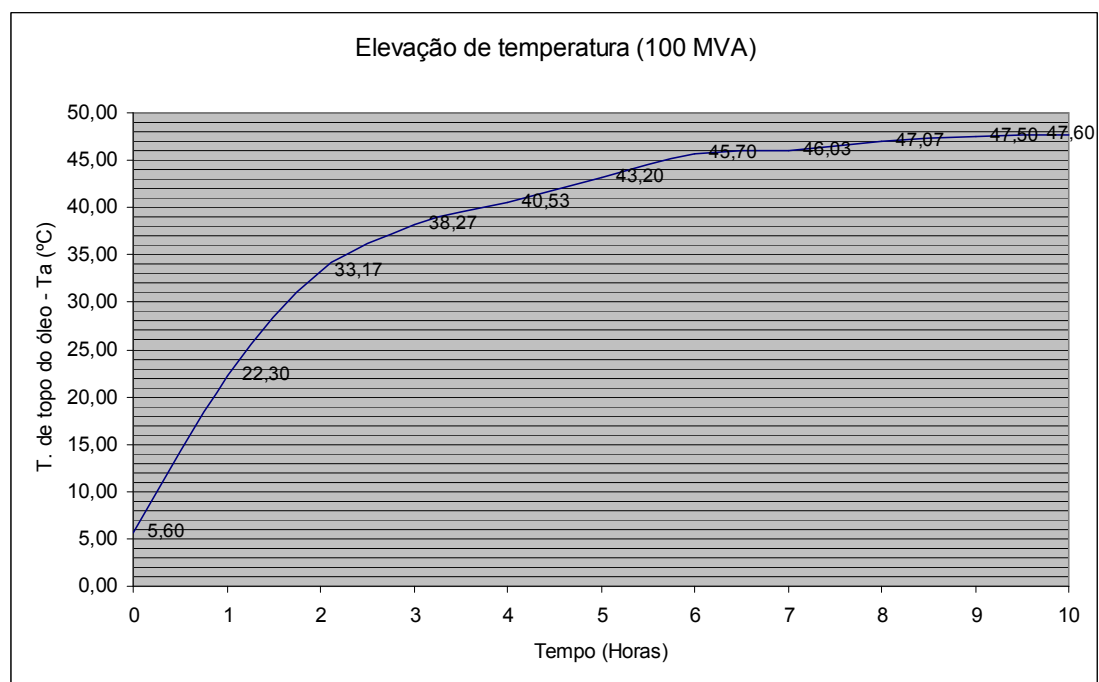


Figura A. 2 - Elevação de Temperatura para o Caso 2

Para as Figuras A.1 e A.2 deve-se somar 27°C (temperatura ambiente) para se obter a temperatura de topo do óleo. Isto é feito porque as figuras

demonstram a elevação de temperatura de topo do óleo sobre a temperatura ambiente.

## ANEXO B

### Ensaaios realizados nos transformadores de potência

Os ensaios realizados em transformadores de potência têm como principal finalidade a comprovação das características físicas e operacionais destes equipamentos.

Dependendo da filosofia adotada tanto pela empresa compradora ou pela fábrica, pode-se obter diferentes classificações para os testes. Porém, pode-se classificá-los de acordo com a finalidade em (HARLOW, 2004):

- Ensaaios de Rotina
- Ensaaios de Tipo
- Outros testes

#### *Ensaaios de Rotina:*

Os ensaios de rotina são os realizados em todas as unidades construídas, os mais importantes estão listados a seguir:

- a) resistência elétrica dos enrolamentos;
- b) relações de tensões;
- c) resistência do isolamento;
- d) polaridade;
- e) deslocamento angular e seqüência de fases;
- f) perdas (em vazio e em carga);
- g) corrente de excitação;
- h) tensão de curto-circuito;
- i) ensaios dielétricos:
  - tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
  - tensão induzida, para transformadores com tensão máxima do equipamento menor ou igual a 145kV;
  - tensão suportável nominal de impulso de manobra, para transformadores com tensão máxima do equipamento maior ou igual a 242kV;

- tensão suportável nominal de impulso atmosférico, para transformadores com tensão máxima do equipamento maior ou igual a 242kV;
- tensão induzida de longa duração, para transformadores com tensão máxima do equipamento maior ou igual a 242kV;
- j) estanqueidade e resistência à pressão, à temperatura ambiente em transformadores com potência nominal maior ou igual a 750kVA;
- k) ensaios das características físicas do óleo isolante e do papel isolante (GP),
- l) verificação do funcionamento dos acessórios: indicador externo de nível de óleo, indicador de temperatura do óleo, comutador de derivações em carga, relé detetor de gás tipo Buchholz ou equivalente, etc...

As rotinas de elaboração e execução destes ensaios são estabelecidas nas normas NBR 5380 e NBR 5356.

*Ensaio de Tipo:*

São os ensaios realizados em comum acordo entre o fabricante e o comprador, nos quais as grandezas obtidas servem como referência para futuras comparações com equipamentos de mesmo projetos e características construtivas, dentre estes ensaios pode-se citar os seguintes como sendo os mais empregados:

- a) Ensaio de elevação de temperaturas
- b) Ensaio de impulso atmosférico
- c) Ensaio de descargas parciais
- d) Ensaio de resposta em frequência

*Outros testes:*

São os teste requisitados para aplicações específicas que não estão enquadrados em nenhuma das classes acima.

Neste anexo, somente é detalhado o ensaio de elevação de temperatura, pois o seu entendimento mais aprofundado é de grande utilidade na realização da modelagem térmica do transformador de potência, os detalhamento dos outros testes podem ser encontrados nas referências citadas no final deste anexo.

## **Ensaio de elevação de temperatura**

### *Metodologia do ensaio (NBR 5380)*

O ensaio de aquecimento é realizado com a finalidade de obter a temperatura do topo do óleo e a temperatura média dos enrolamentos para uma determinada condição de carga. Este ensaio pode ser feito de diversas formas, listadas a seguir:

#### Método da carga efetiva

É o método que fornece maior precisão. Entretanto, somente é aplicado a pequenos transformadores. Isto ocorre pois a energia envolvida nesta metodologia de ensaio é elevada (igual a soma das perdas mais a potência nominal do equipamento) e fica impraticável para transformadores de médio e grande porte.

#### Método da oposição

Este método consiste em ligar uma fonte a um dos enrolamentos do transformador, para suprir as perdas a vazio, e outra fonte ao outro enrolamento com tensão tal que produza as correntes nominais e conseqüentemente as perdas nominais dos enrolamentos.

Tal processo não é muito aplicado por requerer transformadores auxiliares para a aplicação das tensões nos terminais do equipamento.

#### Método do circuito aberto

Neste método, um dos enrolamentos fica em circuito aberto e ao outro é aplicado uma tensão acima da nominal de modo que as perdas sejam iguais às perdas totais do transformador a plena carga, isto é, sejam iguais à soma das perdas no ferro mais as perdas no cobre. A escolha deste método depende da relação entre perdas no cobre e perdas no ferro. Se esta razão for grande, deve-se utilizar o método do curto-circuito.

#### Método do curto-circuito

Consiste em um método indireto para determinar o aquecimento do óleo e dos enrolamentos de transformadores, reproduzindo as condições de plena carga. Seus resultados têm sido aceitos em comum acordo entre os fabricantes e compradores de equipamentos. O único inconveniente é que neste processo as perdas totais se concentram em uma única parte do equipamento (nos enrolamentos). Este fato leva a uma distribuição interna da temperatura, diferente da que ocorreria em condições normais de funcionamento. Entretanto, os resultados são aceitos pela maior simplicidade na realização e boa precisão obtida.

A realização desta técnica consiste em se colocar um dos enrolamentos em curto-circuito e no outro aplicar uma tensão tal que produza, nos enrolamentos, as correntes responsáveis pela geração de calor (por efeito Joule). As perdas devem corresponder à mesma dissipada em condições normais de funcionamento, obtidas pelos ensaios de perdas a vazio e em carga.

Para qualquer um dos métodos descritos anteriormente faz-se da seguinte maneira a aplicação de carga:

1. Alimenta-se o transformador com as perdas totais nominais;
2. Mede-se a temperatura do topo do óleo e a temperatura ambiente para um intervalo de tempo definido
3. Quando temperatura entre intervalos de tempo variar pouco (aproximadamente  $1^{\circ}\text{C}$  para 1 hora), desliga-se a alimentação das perdas e mantém-se a refrigeração ligada;
4. Então mede-se a resistência dos enrolamentos a intervalos de tempo definidos (cada 15 segundos por exemplos) e obtém-se, além da temperatura média do enrolamento, a tendência de elevação do mesmo, com isto obtém-se a constante de tempo de aquecimento para o enrolamento;
5. Para a obtenção da constante de tempo da temperatura de topo de óleo basta observar qual o valor de tempo para o qual a temperatura de topo atingiu 63,2% do valor de regime;

A seguir demonstram-se os cálculos realizados para o ensaio de elevação de temperatura:

*Elevação de Temperatura do topo do óleo:*

Temperatura do meio refrigerante – temperatura do topo do óleo (alimentado com perdas totais);

Para ensaio com perdas menores (não inferiores a 80% das perdas a carga nominal), deve-se fazer a seguinte correção:

$$\Delta\theta_0 = \Delta\theta_r \left( \frac{W_0}{W_{0r}} \right)^n$$

onde:

$\Delta\theta_0$  elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas totais, em °C;

$\Delta\theta_r$  elevação da temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas reduzidas, em °C;

$W_0$  perdas totais, em W;

$W_{0r}$  perdas reduzidas, em W;

n expoente que depende do tipo da circulação do meio de resfriamento externo, sendo igual a:

- 0,8 para circulação natural do ar;
- 1,0 para circulação forçada do ar ou resfriamento a água.

*Temperatura média do óleo:*

Temperatura do topo – metade da queda de temperatura nos trocadores de calor.

*Elevação de T média do óleo:*

Temperatura do meio refrigerante – temperatura média do óleo (alimentado com perdas totais);

Em transformadores com potência maior que 2,5MVA, utiliza-se aproximadamente 0,8 vezes elevação de temperatura do topo do óleo.

*Elevação de T dos enrolamentos:*



Método da variação das resistências: que consiste na determinação da temperatura comparando-se a resistência elétrica do enrolamento, na temperatura a ser determinada, com a sua resistência numa temperatura conhecida, de acordo com a fórmula abaixo:

$$\theta = \frac{R_{\theta}}{R_0}(k + \theta_0) - k$$

$\theta$  temperatura correspondente a resistência a quente, em °C;

$R_{\theta}$  resistência a quente, em  $\Omega$ ;

$R_0$  resistência a frio, em  $\Omega$ ;

$\theta_0$  temperatura correspondente a resistência a frio, em °C;

$k$  234,5°C para o cobre e 225,0°C para o alumínio.

Método termométrico: que consiste na determinação da temperatura média do enrolamento por meio de pares termelétricos em contato com a face externa dos enrolamentos.

$$\Delta\theta_N = \Delta\theta_t \left( \frac{I_N}{I_t} \right)^n$$

onde:

$\Delta\theta_N$  elevação de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo, com a corrente nominal, em °C;

$\Delta\theta_t$  elevação de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo, com a corrente de ensaio, em °C;

$I_N$  corrente nominal do enrolamento, em A;

$I_t$  corrente de ensaio, em A;

$n$  expoente que depende do tipo da circulação do meio de resfriamento em contato com os enrolamentos, sendo igual a:

- 1,6 para circulação natural ou forçada, não dirigida do óleo;
- 2,0 para circulação forçada do óleo.

## Referências bibliográficas para o ANEXO B

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *Transformadores de Potência – Métodos de Ensaio*. NBR 5380. Rio de Janeiro, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *Transformadores de Potência – Especificação*. NBR 5356. Rio de Janeiro, 1993.

HARLOW, J. H., *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press. New York, 2004.